

**PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL ECUADOR**  
**FACULTAD DE ECONOMÍA**

**Disertación previa a la obtención del título de Economista**

***Análisis de las empresas de energía eléctrica tras la  
aplicación del Mandato 15***

**Javier Mauricio Jurado Salazar**  
**javierj87@hotmail**

**Director: Mtr. Juan Pablo Erráez**  
**jperraez@puce.edu.ec**

**Quito, noviembre de 2012**

*Doy gracias a Dios por la culminación exitosa de esta maravillosa etapa. Agradezco infinitamente a mi madre, por su sacrificio y fortaleza para sacar adelante a sus hijos ante toda adversidad. Dedico este logro a mi familia, amigos y mi abuelita Teresita que siempre me cuida desde el cielo.*

## ***Resumen***

Se analiza el desarrollo del sector eléctrico ecuatoriano tras la aprobación del Mandato Constituyente 15 expedido por la Asamblea Constituyente en el 2008, en la cual el Estado recupera su capacidad regulatoria y la atribución de la prestación del servicio público de energía eléctrica. Se tratará en esta investigación la administración del sector eléctrico en diversas áreas como: técnica, económica y financiera de las empresas distribuidoras de energía eléctrica en el periodo 2006-2010.

También se analizan las tarifas eléctricas cobradas a usuarios finales del servicio, los mismos que no cubren los costos que tienen las empresas distribuidoras de energía eléctrica al suministrar dicho servicio. Además se evalúa los niveles de consumo de energía eléctrica, cobertura del servicio y la capacidad de recaudación de energía facturada a usuarios finales del servicio. Igualmente se evalúa el desempeño de las empresas distribuidoras del sector en el periodo de tiempo 2006-2010, para identificar cuáles empresas son eficientes o ineficientes; además de destacar aquellas empresas potenciales para ser consideradas eficientes.

En general, se describe la estructura, organización y situación actual del sector eléctrico, para evaluar el impacto de la reforma en el desempeño y eficiencia del mercado eléctrico ecuatoriano.

**Palabras Claves:** Pérdidas eléctricas, cobertura eléctrica, calidad del servicio eléctrico, provisión de bienes públicos, tarifas eléctricas.

# ***Análisis de las empresas distribuidoras de energía eléctrica tras la aplicación del Mandato 15***

## ***Resumen***

Introducción .....	6
Capítulo 1: Metodología de trabajo.....	7
1.1 Definición del problema.....	7
1.2 Justificación .....	10
1.3 Preguntas de investigación .....	11
1.4 Objetivos de la investigación .....	12
1.5 Delimitación de la investigación .....	12
1.6 Tipo de investigación.....	12
1.7 Técnicas de investigación .....	12
1.8 Fuentes de información .....	13
1.9 Metodología de trabajo .....	13
Capítulo 2: Marco teórico .....	14
2.1 Diferencias del sector público vs privado .....	14
2.2 Provisión de bienes públicos puros.....	15
2.3 Economía del bienestar: eficiencia frente a equidad .....	17
2.4 Manejo del sector eléctrico internacional .....	18
2.5 Intervención del Estado en el sector eléctrico.....	20
2.6 Política del pago de servicio eléctrico .....	22
2.7 Índice de eficiencia de las empresas distribuidoras (2006-2010) .....	23
Capítulo 3: Sector eléctrico.....	25
3.1 Evolución del sistema eléctrico ecuatoriano .....	25
3.1.1 Inicios del sector eléctrico (1897-1961) .....	25
3.1.2 Período 1961-1996 (INECEL) .....	25
3.1.3 Ley de régimen del sector eléctrico (1996-2008).....	26
3.1.4 Período actual (Mandato 15) .....	28
3.2 Estructura del sistema eléctrico.....	30
3.2.1 Generación .....	30
3.2.2 Transmisión .....	36

3.2.3	Distribución.....	37
3.2.4	Clientes finales .....	44
3.2.4	.1 Clientes regulados.....	46
3.2.4	.2 Clientes no regulados .....	51
Capítulo 4: Tarifas eléctricas .....		54
4.1.1	Categoría y grupos de tarifas .....	54
4.1.2	Cálculo y costos de tarifas eléctricas.....	56
4.1.3	Tarifa única nacional.....	59
4.1.4	Análisis de costos de las tarifas eléctricas.....	59
Capítulo 5: Desempeño de las empresas distribuidoras 2006-2010 .....		62
5.1.1	Oferta de energía .....	62
5.1.2	Demanda de energía .....	63
5.1.3	Desempeño de las empresas distribuidoras .....	64
5.1.4	Infraestructura de las empresas distribuidoras .....	73
5.1.5	Resultados del índice de eficiencia de las distribuidoras (2006-2010).....	79
Conclusiones .....		88
Recomendaciones .....		90
Referencia Bibliográfica .....		91

## ***Introducción***

El desarrollo del sector eléctrico ecuatoriano se caracteriza por tres etapas: la primera, se inicia con la creación del Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL) en 1961. La segunda se da a partir de la promulgación de la ley de régimen del sector eléctrico (LRSE) en 1996, que delega al sector privado la provisión del servicio. La tercera etapa se da tras la aprobación del Mandato 15 en 2008, la cual el Estado recupera la atribución de la prestación del servicio bajo principios de eficiencia, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, continuidad y calidad; además de determinar tarifas más equitativas.

Tras la aplicación del Mandato 15, se realizan cambios estructurales en el mercado eléctrico bajo un modelo de comprador único, que trata sobre la adquisición de energía a un solo comprador por parte de las empresas distribuidoras con precios fijos para todas las empresas distribuidoras. Anteriormente, el mercado trabajó bajo un modelo mayorista, donde las empresas distribuidoras compraban energía a las generadoras bajo contratos (precios fijos) o en el mercado ocasional (precios variables).

En el primer capítulo de la presente disertación se presentan la definición del problema, la justificación, los objetivos, las preguntas de investigación, la delimitación del problema y la metodología del trabajo para sustentar el desarrollo de la investigación.

En el segundo capítulo se presentan el sustento teórico y conceptual sobre el manejo del sector eléctrico. Se analizan los elementos necesarios para justificar la participación del Estado en el sector eléctrico y se definen conceptos de equidad, provisión de bienes públicos, política de pago del servicio e índice de eficiencia, que es el principal indicador utilizado en la presente disertación para medir la gestión de las empresas distribuidoras tras la aplicación del mandato 15.

En el tercer capítulo, se evalúa la gestión de las empresas distribuidoras en las áreas técnica, económica y financiera en el 2010. Por tanto, se trata de medir las pérdidas eléctricas, tanto las no técnicas como las técnicas; los niveles de recaudación de la energía total facturada especialmente en las dos grandes ciudades del país: Quito y Guayaquil, que en conjunto representan el 50% del mercado de distribución energético; y la calidad del servicio ofrecida a la población.

En el cuarto capítulo se refiere a las tarifas cobradas a la clientela final del servicio y su sostenibilidad durante el tiempo, tras no lograr cubrir los costos que incurren las empresas distribuidoras para suplir la demanda total de energía. Con la aprobación del Mandato 15, se aplica el criterio de la tarifa única; es decir, que todas las empresas distribuidoras cobran el mismo precio independientemente de sus costos. Por tanto la presente disertación trata de medir el déficit tarifario durante el periodo que se encuentra vigente dicho mandato.

Finalmente, en el capítulo 5 se mide el desempeño de las empresas distribuidoras tras la aplicación del Mandato 15, para identificar aquellas empresas eficientes e ineficientes mediante los índices de gestión que presentan en el periodo de tiempo 2006-2010.

# **Capítulo 1: Metodología de trabajo**

## **1.1 Definición del problema**

### **1.1.1 Gestión del sector eléctrico**

La gestión del sector eléctrico, está medido en gran parte por los niveles de pérdidas eléctricas que registren las empresas distribuidoras. En el año 2010, las pérdidas en el sistema de distribución de energía representaron el 16% del total de energía disponible. Además, las pérdidas no técnicas representan el 45% del total, explicado por los robos de energía, impagos de facturas, entre otros.<sup>1</sup>

Si se compara estas cifras con los países latinoamericanos, la tasa de pérdidas en sistema de distribución de energía en el Ecuador es mayor al promedio de los países latinoamericanos que es del 13,6%.<sup>2</sup>

En la actualidad, en el país existen 20 empresas distribuidoras de energía eléctrica conectadas al sistema nacional interconectado (SNI). Se dividen en: 10 empresas eléctricas y 10 gerencias regionales, que conforman la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL). Estas gerencias asumieron los derechos y obligaciones para operar como empresas distribuidoras de electricidad en el 2009, a partir de la reforma del sector con la aprobación del Mandato 15. Las empresas que se convirtieron en gerencias regionales son: Esmeraldas S.A.; Regional Manabí S.A. (EMELMANABI); Santo Domingo S.A.; Guayas-Los Ríos S.A. (EMELGUR); Los Ríos C.A.; Milagro C.A.; Península de Santa Elena S.A.; El Oro S.A.; Bolívar S.A.; y Regional Sucumbíos S.A.

Mientras se mantienen con la denominación de Empresas Eléctricas las siguientes: Norte, Quito, Ambato, Cotopaxi, Riobamba, Azogues, Centro Sur, Sur y Galápagos. Además, la Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil (CATEG) se convirtió en la Unidad de Generación, Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica de Guayaquil, con calificación de distribuidora.

El total de la energía disponible en los sistemas de distribución en el año 2010 fue de 16.824 GWh, un 82% de esta energía fue entregada a la clientela final del servicio regulado, y 2% al no regulado. Las pérdidas de energía fueron de 2.747,43 GWh, que representa el 16% del total disponible en el sistema y en comparación con el año 2006, disminuyó 30%.

Las pérdidas del sistema de distribución de las gerencias regionales CNEL representó el 25% del total de energía disponible del sistema, mientras las empresas eléctricas es el 12%. Por tanto, las gerencias tienen mayores pérdidas que las empresas. Las empresas que registran mayores pérdidas eléctricas en el 2010 son: Manabí (35%), Los Ríos (30%),

---

<sup>1</sup> Consejo Nacional de Electricidad (2010) **Boletín estadístico 2010**.  
<http://www.conelec.gob.ec/documentos.php?cd=3050&l=1> [Acceso: 10/02/2010].

<sup>2</sup> Benchmarking data of the electricity distribution sector in Latin America and Caribbean Region 1995-2005 <http://www-wds.worldbank.org/> [Acceso: 8/02/2010].

Esmeraldas (28%) y Milagro (25%). Mientras que las empresas que registran menores pérdidas eléctricas son: Azogues (5%), Centro Sur (7%), Quito (8%) y Cotopaxi (8%).<sup>3</sup>

Las 20 empresas distribuidoras integradas al sistema nacional interconectado tienen en concesión un área geográfica determinada, a la cual presta su servicio independientemente de la división política del país. Ambato es la que presta servicio eléctrico en un área de mayor extensión (aproximadamente 40.805 Km<sup>2</sup>), y atiende a las provincias de Pastaza, Tungurahua y, parcialmente a Napo y Morona Santiago, seguida por la empresa de Sucumbíos (37.842 Km<sup>2</sup>). Por el contrario Azogues tiene tan solo un área de 1.187 Km<sup>2</sup> y la de Guayas, presta servicio a la ciudad de Guayaquil, con 1.399 Km<sup>2</sup>.<sup>4</sup>

Por otro lado, si se relaciona la cobertura con las pérdidas de energía, Manabí y Esmeraldas, tienen un área concesionada grandede 16.000 Km<sup>2</sup>, pero tienen altos niveles de pérdidas del 30%.

### 1.1.2 Tarifas eléctricas y facturación del servicio

Las empresas distribuidoras tienen como función principal suministrar energía al usuariadode este biendentro de su área de concesión Se produjeron algunos cambios en la normativa jurídica y operativa del sector en el 2009 tras la aprobación del Mandato 15, para la planificación y ejecución de las actividades que cumple el CONELEC dentro de la política del sector eléctrico del país.

La Corporación Nacional de Electricidad asumió, a partir del mes de marzo de 2009, los plenos derechos y obligaciones para operar en el sector eléctrico nacional como empresa distribuidora de electricidad, luego de suscribir un contrato de licencia con el CONELEC. Esta decisión se ajusta a las disposiciones del Mandato 15, que faculta la fusión de empresas del sector y determina que el organismo regulador facilite los mecanismos necesarios para su consecución. El CONELEC establece las tarifas que las distribuidoras aplicarán a sus clientes regulados; mientras que para los no regulados, estos precios los establecen CENACE y CELEC-TRANSELECTRIC mediante contratos.

Se registra un total de 3'951.935 clientes regulados que demandó 13.770 GWh en el 2010, y se divide en: sector residencial (que representa el 37% de la demanda total de energía), sector industrial (30%), sector comercial (19%) y alumbrado público (6%). La facturación total de suministro de energía eléctrica de las empresas distribuidoras fue de \$1.092 millones de dólares y se recaudó el 96% del total facturado. Además la demanda creció un 26% en el 2010 con respecto al 2006.<sup>5</sup>

El precio medio nacional de facturación total de energía eléctrica para clientes regulados, que representa la mayoría de la demanda, fue de 7,93centavos por KWh. En el sector

<sup>3</sup> Consejo Nacional de Electricidad (2010) *Boletín estadístico 2010*.  
<http://www.conelec.gob.ec/documentos.php?cd=3050&l=1> [Acceso: 10/02/2010].

<sup>4</sup> Consejo Nacional de Electricidad (2010) *Boletín estadístico 2010*.  
<http://www.conelec.gob.ec/documentos.php?cd=3050&l=1> [Acceso: 10/02/2010].

<sup>5</sup> Consejo Nacional de Electricidad (2010) *Boletín estadístico 2010*.  
<http://www.conelec.gob.ec/documentos.php?cd=3050&l=1> [Acceso: 10/02/2010].



residencial se tiene un precio medio mayor al nacional, de 9,22 centavos por KWh; sin embargo, el sector industrial y comercial se tiene un precio medio menor al nacional, de 7,85 centavos por KWh y 6,53 centavos por KWh respectivamente.

De las 20 empresas distribuidoras integradas al sistema nacional interconectado, tan solo 4 registran precios medios menores al nacional, estas son: Manabí (7,90 centavos porKWh), Azogues (7,81 porKWh), Quito (7,63 por KWh) y Guayaquil (7,03 porKWh). Las demás tienen precios medios mayores al nacional, ellas son: Bolívar (10,40 porKWh), Sur (9,68 porKWh), Sucumbíos (9,18 porKWh), Ambato (9,18 porKWh), Galápagos (9,14x por KWh) y Los Ríos (9,09 porKWh)<sup>6</sup>

Las empresas con un área de concesión de suministro de energía mayor a los 30.000 **Km<sup>2</sup>** son: Ambato, Sucumbíos y Centro Sur, tienen precios medios mayores al nacional. Mientras que Azogues y Quito registran precios medios menores al nacional; por tanto, se observa que las empresas con menor área cobran un precio menor por el servicio y empresas con mayor área cobran un precio mayor, por tener grandes líneas de transmisión para suplir la demanda del área concesionada.

Las empresas demandaron 16.333 GWh en el 2010, un 88% se adquirió a través de contratos y 12% en el mercado ocasional. Bajo la modalidad de contratos se facturó \$643 millones de dólares por la compra de 14.386,63 GWh, a un precio medio de 4,37 centavos porKWh. Mientras por la compra de energía en el mercado ocasional (1.946,02 GWh) se facturó \$246 millones de dólares a un precio medio de 12,66 centavos porKWh.<sup>7</sup>

El Mandato 15 disminuye la compra de energía en el mercado ocasional y crea un modelo de comprador único, en las transacciones de energía entre generación y distribución, para evitar disparidades de precios entre empresas distribuidoras.

### 1.1.3 Calidad del servicio

La energía generada para las empresas distribuidoras fue de 13.703 GWh, destinada la mayor parte de energía a la empresa eléctrica de Guayaquil con 3.838,27 GWh y Quito con 2.934 GWh. En total, representan el 50% de la energía disponible de distribución de energía, debido que son las empresas que suministran el servicio eléctrico a las dos principales ciudades del país Quito y Guayaquil.

La cobertura del servicio de energía eléctrica en el 2010 fue de 93%, cubrió del servicio a 3'499.701 de 3'748.919 hogares que existen en el país. El área urbana tiene mayor cobertura de energía que el área rural, debido que un 94% de las viviendas del sector urbano constan con el servicio, mientras en el sector rural es de 90%. La empresa distribuidora Los Ríos cubre tan solo el 71% del área concesionada, además Cotopaxi y Sucumbíos no superan el 80% de cobertura de energía.

<sup>6</sup>Consejo Nacional de Electricidad (2011) **Boletín estadístico 2010.**  
<http://www.conelec.gob.ec/documentos.php?cd=3050&l=1> [Acceso: 10/02/2010].

<sup>7</sup>Consejo Nacional de Electricidad (2011) **Boletín estadístico 2010.**  
<http://www.conelec.gob.ec/documentos.php?cd=3050&l=1> [Acceso: 10/02/2010].

En comparación con la cobertura del servicio de las diferentes regiones del país, las provincias con mayor cobertura eléctrica son: Pichincha (99%), Galápagos (99%), Azuay (98%), Carchi (97%), Imbabura (97%), Tungurahua (97%) y El Oro (97%). Las provincias con menor cobertura eléctrica son: Orellana (81%), Sucumbíos (85%), Pastaza (86%), Napo (87%) y Esmeraldas (87%). Las empresas eléctricas de Ambato y Sucumbíos son las de mayor área concesionada del servicio eléctrico, pero tienen niveles de coberturas de energía distintas, debido que Ambato cubre el 95% de viviendas del área concesionada, mientras que Sucumbíos cubre el 83%. Se destaca la empresa eléctrica Quito, como la empresa distribuidora más eficiente porque cubre el 99% de las viviendas de su área concesionada y cubre una alta demanda de energía.<sup>8</sup>

El 90% de las viviendas que existen en el país se benefician del servicio eléctrico, pero la calidad del servicio que se ofrece a los clientes finales no es el óptimo, debido al alto número de interrupciones en el servicio eléctrico. De las 20 sólo Quito y Cotopaxi tienen frecuencias medias de interrupción menores al límite (Frecuencia media de interrupciones por KVA nominal instalado: 4), mientras Los Ríos, Sucumbíos, Manabí, El Oro, Santa Elena, Milagro y Santo Domingo son las empresas con mayor número de interrupciones.<sup>9</sup>

## 1.2 Justificación

El sistema eléctrico ecuatoriano presenta varias matices y problemas de orden estructural como: altos costos de energía eléctrica, ineficiente administración técnica, económica y financiera; y elevadas pérdidas eléctricas. El uso de energía eléctrica en las industrias, comercio, residencias y alumbrado, es muy importante para el desarrollo del país; por tanto, es necesario alcanzar niveles óptimos de eficiencia en el sector eléctrico, principalmente en las empresas distribuidoras, que son los agentes finales, encargados de suministrar el servicio eléctrico a todo el país.

Un índice importante para medir el desempeño de las empresas distribuidoras son las pérdidas eléctricas. Las pérdidas en el sistema de distribución de energía representaron el 16% del total de energía disponible en el 2010, las pérdidas no técnicas representaron el 40% de las pérdidas totales del sistema.

Tras la aprobación del Mandato 15, se establecieron nuevos parámetros regulatorios mediante el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC). Una de las medidas principales del mandato fue la implementación de la tarifa única que deben aplicar todas las empresas distribuidoras, en base a los costos fijos y variables que tengan en cada una de las etapas del servicio eléctrico como: generación, transmisión y distribución, sin tomar en cuenta costos de reposición o inversión, que son asumidos por el Estado.

El objetivo del Mandato 15 es crear parámetros regulatorios necesarios para establecer la tarifa única nacional, que deben aplicar todas las empresas distribuidoras para cada tipo de

<sup>8</sup> Consejo Nacional de Electricidad (2010) *Estadísticas de Cobertura Eléctrica*. <http://www.conelec.gob.ec/contenido.php?cd=1102&l=1> [Acceso: 20/02/2010].

<sup>9</sup> Consejo Nacional de Electricidad (2010) *Estadísticas de Cobertura Eléctrica*. <http://www.conelec.gob.ec/contenido.php?cd=1102&l=1> [Acceso: 20/02/2010].

consumo de energía eléctrica. Sin embargo, la aplicación de la tarifa única ocasiona que algunas empresas distribuidoras obtengan una tarifa inferior a su tarifa real. El CONELEC efectúa el cálculo de esta diferencia mensualmente y el Estado subsidia la diferencia entre el precio final de energía y el costo que incurren las empresas distribuidoras para suministrar el servicio.

El Mandato 15 centraliza la gestión del sector eléctrico mediante entidades públicas para cada agente del sector (generación-transmisión-distribución), debido a la creación de gerencias CELEC para la administración de empresas generadoras. El sistema de distribución de energía mediante la creación de gerencias regionales CNEL se encarga de la gestión administrativa y operativa de las empresas distribuidoras del país.

La nueva reforma del sector eléctrico con el Mandato 15, elimina el modelo liberal establecido en 1996, para mejorar el desempeño del sector eléctrico, principalmente en el sistema de distribución de energía en aspectos de: cobertura, pérdidas en el sistema de distribución, costos y calidad del servicio eléctrico.

Es importante conocer las consecuencias del mandato, especialmente en el manejo de tarifas eléctricas, al imponer un único precio a todos los clientes del servicio, sin importar costos que incurra cada empresa para suministrar el bien. Cuyo principal objetivo, es que toda la población posea servicio eléctrico, pagando un precio menor al que pagaban antes.

El Estado con esta medida incurre en un nuevo subsidio, donde es importante analizar la su viabilidad a lo largo del tiempo y en la conveniencia de asumir pérdidas de Bolívar, Sucumbíos y Centro Sur que tienen precios medios mayores al precio medio nacional.

## ***1.3 Preguntas de investigación***

### **Pregunta general**

¿Cuál es el efecto del Mandato 15 en el desempeño general de los agentes del sector eléctrico ecuatoriano, especialmente en la gestión de las empresas distribuidoras?

### **Preguntas específicas**

- ¿Cuál es el papel del Estado tras la aplicación del mandato 15 en el manejo de las empresas que conforman el sector eléctrico y en dar soberanía energética a la población?
- ¿En qué medida, el Mandato 15, mejora o empeora el manejo de las diferentes variables del sector como: pérdidas eléctricas, costos, calidad del servicio y recaudación?
- ¿Cuál es el efecto de la aplicación de la tarifa única en la gestión financiera de las empresas distribuidoras y en el presupuesto del Estado?

## ***1.4 Objetivos de la investigación***

### **Objetivo general**

Analizar el sector eléctrico tras la aplicación del mandato 15, especialmente en el desempeño de las empresas distribuidoras de energía eléctrica y sus consecuencias en la soberanía energética, tanto en la cobertura y satisfacción de la demanda.

### **Objetivo específicos**

- Evaluar el papel del Estado en el manejo del sector eléctrico, tanto en la gestión de costos, pérdidas eléctricas, recaudación y calidad del servicio para mejorar el desempeño del sector.
- Medir la gestión de las empresas distribuidoras de energía tras la aplicación del Mandato 15 y valorar su importancia en el objetivo de expandir el servicio a la mayor parte de la población.
- Determinar los factores que influyen en la determinación de las tarifas eléctricas, y sus implicaciones en la gestión financiera de las empresas distribuidoras y el Estado.

## ***1.5 Delimitación de la investigación***

El trabajo se delimita espacialmente por las áreas concesionadas a las empresas distribuidoras para el suministro de energía eléctrica a la población, con respecto a la delimitación temporal, esta investigación se centró en el período 2006-2010 para medir el desempeño de las 20 empresas distribuidoras de energía del sector antes y después de la aprobación del Mandato 15.

## ***1.6 Tipo de investigación***

La investigación desarrollada es de tipo descriptiva, debido que se tomó en cuenta registros históricos de diferentes variables del sector como: pérdidas eléctricas, costos, cobertura y calidad del servicio para evaluar el desempeño de las empresas distribuidoras tras la aplicación del mandato 15.

## ***1.7 Técnicas de investigación***

La técnica es inductiva, debido a que se partir del análisis de los elementos o variables relacionado a la gestión de las empresas distribuidoras de energía como: cobertura, calidad del servicio, pérdidas eléctricas, recaudación y costos, se mide el desempeño de las empresas distribuidoras.

## **1.8 Fuentes de información**

- Boletines estadísticos del Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) desde 2006 hasta el 2010.
- Plan maestro de electrificación 2009-2020
- Estadística de cobertura de energía 2010 (CONELEC)

## **1.9 Metodología de trabajo**

Para evaluar el desempeño del sector eléctrico tras la aplicación del Mandato 15, fue necesario medir diferentes variables que influyen en la gestión de las empresas distribuidoras de energía eléctrica, estas variables son: cobertura de energía, calidad del servicio, pérdidas eléctricas, costos y recaudación para observar su evolución en los últimos 5 años. Para esto se toma en cuenta dos años y medio bajo el modelo liberal impuesto en 1996 y los restantes dos años y medio bajo un modelo estatal impuesto tras la aprobación del Mandato 15 en el año 2008.

Posteriormente, para obtener un índice general de desempeño del sector eléctrico, se calculó para cada variable un puntaje de 0 a 100, siendo más eficiente el puntaje más cercano a 100. Por tanto, se puede observar las empresas distribuidoras de energía con mayor puntaje que son categorizadas como eficientes y con menor puntaje como ineficientes. Además se compara este índice de gestión entre 2006 y 2010, para medir el impacto del mandato 15 en el desempeño general del sector.

También se analizó descriptivamente cómo se encuentra estructurado el sector eléctrico y las funciones que tienen cada uno de los agentes que conforman el sector (generación, transmisión y distribución), enfocando a la gestión de las empresas distribuidoras tras la aplicación del mandato 15.

Para ello fue importante conocer el papel que tiene el Estado en el desempeño de las empresas que conforman el sector; y sus atribuciones mediante leyes y regulaciones que pueda imponer como ente regulador del sector para la determinación de tarifas, regulación de compra y venta de energía en el mercado eléctrico ecuatoriano y gestión administrativa de los diferentes agentes que conforman el sector.

Finalmente, se realizó una base de datos histórico con la evolución de las variables del sector eléctrico basado en los boletines estadísticos proporcionados por el CONELEC para medir el desempeño de las empresas distribuidoras tras la aplicación del mandato 15. La interpretación de los datos junto con el criterio del marco teórico se evalúa el papel del Estado en proveer este bien público para la población del Ecuador.

## Capítulo2: Marco teórico

### 2.1 *Diferencias del sector público vs privado*

La historia del sector eléctrico en América Latina ha estado dominada por la búsqueda continua de un modelo apropiado para atender las necesidades del sector, la provisión eficiente y confiable del servicio eléctrico, que ayude al desarrollo de los pueblos y la atención de las necesidades básicas de la población.

El sector eléctrico es una prioridad fundamental para todos los pueblos de América Latina y al debatir quién debe prestar el servicio, se crean tres ideologías, que convergen entre el sector privado, público o mixta.<sup>10</sup>

En el siglo XVIII predominaba la idea de que el Estado debía desempeñar un papel activo en el fomento del comercio y la industria. Los que defendían esta idea se denominaban mercantilistas. Otros pensadores como Karl Marx, fue partidario de una mayor intervención del Estado en el control de los medios de producción.<sup>11</sup>

El concepto de una participación activa del Estado en el mercado, ya sea de ciertos sectores o industrias estratégicas o la totalidad de la economía, se justifica para contrarrestar las fallas de mercado como: monopolios, oligopolios, discriminación de precios y conflicto de intereses privados que atentan con la provisión eficiente de los bienes.

Sin embargo, Adam Smith en su obra de “la riqueza de las naciones (1776)” sugiere un papel reducido del Estado en el mercado para promover la competencia y liberalización del mercado, debido que el ánimo de lucro hace que los individuos, en la búsqueda de sus propios intereses privados, sirvan al interés público. Por tanto, el lucro induce a ofrecer bienes que desean los demás, y al competir las empresas entre sí, sólo sobreviven las empresas que producen bienes de la mejor forma posible a un precio bajo. En resumen, Adam Smith sostenía que la economía era llevada por una mano invisible a producir lo que deseaba eficientemente.

La liberalización del mercado, incentiva el crecimiento de la economía con una participación más amplia de agentes en el mercado (competencia), sin monopolios u oligopolios. También genera economías de escala mediante mayor productividad del bien a un bajo costo para disminuir el precio de los bienes y servicios; y aumentar el consumo y el bienestar de la población, basados en el equilibrio entre la oferta y la demanda; y obtención de utilidades marginales.<sup>12</sup>

---

<sup>10</sup>Miller, Jaime (2006) ***Entre el mercado y el Estado***. Washington D.C: Banco Interamericano de Desarrollo, capítulo 6 [Acceso:25/02/2010].

<sup>11</sup>Stiglitz, Joshep (1997) ***La economía del sector público***. Barcelona: Antoni Bosch, capítulo 3 [Acceso: 12/03/2012].

<sup>12</sup>Miller, Jaime (2006) ***Entre el mercado y el Estado***. Washington D.C: Banco Interamericano de Desarrollo, capítulo 6 [Acceso:25/02/2010].

Según cuenta Stiglitz Joseph (1997; Cap. 3): “Lo que distingue de las instituciones públicas de las privadas, es el nivel de representatividad que tiene la mayoría de la población en estas instituciones”

El responsable de la institución pública es elegido directa o indirectamente del proceso electoral (mayoría de la población), mientras que el responsable de la institución privada es elegido por accionistas de la compañía, que son sólo una parte de la población. También hay que tomar en cuenta que el Estado posee derecho de coerción, es decir que tiene derecho de cobrar impuestos a la población, de expropiar tierras para uso público, etc. Las instituciones privadas no tienen este derecho y el Estado saca ventaja al hacer algunas cosas que están vedadas a las instituciones públicas.<sup>13</sup>

Otra diferencia entre una empresa pública y privada, radica en los incentivos, tanto organizativos como individuales; por ejemplo, las empresas públicas no tienen que preocuparse por la quiebra y tampoco por la competencia. Tras una administración ineficiente de las empresas privadas conlleva a la quiebra, mientras las empresas públicas incurrir en grandes déficits presupuestarios durante largos periodos. Las empresas privadas tienen un mayor conflicto de intereses que las públicas, debido que el interés individual se sobrepone sobre el colectivo.

En resumen, bajo una economía del sector público, el Estado es más eficiente en la producción de bienes públicos que el privado, y se justifica por la falta de coordinación de las empresas privadas en realizar inversiones en determinados periodos (crisis). Según cuenta Stiglitz Joseph (1997; Cap. 3): “El Estado se encuentra en mejores condiciones para planificar el desarrollo ordenado de la industria, siendo muy importante esta intervención en países menos desarrollados, donde se requieren grandes inversiones. Pero no se puede concluir que son más eficientes las empresas públicas que las privadas, porque también hay dudas sobre la capacidad de los gobernantes para planificar bien, especialmente en países menos desarrollados”

Por tanto, estas visiones tienen relevancia para determinar qué actividades puede realizar el sector público y privado, basado en el interés de la mayoría y el bienestar de la población. Para bien o para mal, el sector público y privado son elementos constitutivos del desarrollo, siendo elementos inseparables e inevitables de la vida social; como entidades sociales y políticas que convergen a lo largo de la historia.<sup>14</sup>

## **2.2 Provisión de bienes públicos puros.**

Existen 4 tipos de bienes que pueden ser suministrados por el sector público o privado, los cuales son: privados puros, semiprivado, semipúblico y públicos puros.

Los bienes públicos puros se caracterizan por ser bienes que no impiden o reducen el consumo de otra persona (no rivalidad) y también no impiden a ninguna persona su utilización o disfrute de dicho bien (no exclusión). Los bienes privados puros por otro lado se

---

<sup>13</sup> Stiglitz, Joseph (1997) *La economía del sector público*. Barcelona: Antoni Bosch, capítulo 3 [Acceso: 12/03/2012].

<sup>14</sup> Pacheco, Lucas (2009) *Política económica*. Quito: CODEU, capítulo 1 [Acceso: 15/05/2010].

caracterizan por ser bienes que excluyen y tienen rivalidad, es decir que reducen el consumo de otra persona. Los bienes semipúblicos a pesar que no excluye a ninguna persona la utilización de dicho bien; posee la propiedad de rivalidad. Mientras los bienes semiprivados no reducen el consumo de otra persona (no rivalidad); sin embargo, pueden excluir, a una parte de la población, el uso de dicho bien.<sup>15</sup>

Los bienes públicos puros tienen dos propiedades esenciales. En primer lugar, no es viable racionar su uso y, en segundo lugar, no es deseable racionarlo. Por ejemplo, no existe forma alguna de excluir a nadie de la defensa nacional y también es casi imposible impedir a una persona que se beneficie de un programa sanitario nacional, como campañas de vacunación para controlar epidemias.<sup>16</sup>

Tomando en cuenta que los bienes públicos cumplen con la propiedad de no exclusión, ninguna persona estaría dispuesta a pagar voluntariamente por ellos un precio, provoca así el problema de polizón, que es la renuencia de la gente a contribuir voluntariamente a la financiación de los bienes públicos. Además se puede producir problemas de congestión o saturación por riesgo moral, debido que el mercado no valora adecuadamente dichos bienes y suministra en una cantidad menor a la óptima si el gobierno no posee recursos para pagar por ellos a través de imposición fiscal; incluso esta medida, no elimina del todo el problema, porque los individuos no poseen incentivos para revelar con exactitud sus preferencias de la demanda del bien público.

El sector privado no podría proveer bienes públicos a la población, debido a la utilidad que quisiera obtener al producir dicho bien, este interés individual de generar lucro, puede excluir el uso del bien a la mayoría de la población, mediante un precio muy alto. Por tanto, reduciría su consumo, y tomando en cuenta la importancia de un bien público en el desarrollo de la población, provocaría una pérdida de bienestar. Los mercados privados tienden a proveer bienes públicos en cantidades insuficientes por el problema de polizón (poca disposición de pagar un precio por el uso del bien), mientras el sector público puede contrastar este problema cobrando impuestos.<sup>17</sup>

Las condiciones para la asignación eficiente de los bienes públicos, debe cumplir el principio de Pareto, es decir que no se puede mejorar el bienestar de ninguna persona sin empeorar el de otra. Los bienes públicos se suministran eficientemente cuando la suma de las relaciones marginales de sustitución de todas las personas, es igual a la relación marginal de transformación.

La relación marginal de sustitución indica qué cantidad del bien privado está dispuesto a renunciar cada individuo para obtener una unidad más del bien público. Por tanto la suma de las relaciones marginales de sustitución indica qué cantidad del bien privado están dispuestos a renunciar todos los miembros de la sociedad para obtener una unidad más del

---

<sup>15</sup> Antón, José (2009) *Hacienda pública*. Chile: CNE, capítulo 6 [Acceso: 20/04/2010].

<sup>16</sup> Stiglitz, Joshep (1997) *La economía del sector público*. Barcelona: Antoni Bosch, capítulo 5 [Acceso: 20/03/2012].

<sup>17</sup> Stiglitz, Joshep (1997) *La economía del sector público*. Barcelona: Antoni Bosch, capítulo 5 [Acceso: 20/03/2012].



bien público. La relación marginal de transformación indica a qué cantidad del bien privado debe renunciarse para obtener una mitad más del bien público.<sup>18</sup>

El sector público puede justificar su regulación en la producción de bienes privados por fallas de mercado como la existencia de monopolios naturales y costos hundidos, que son aquellos costos que la empresa no recupera si abandona el mercado por la investigación, desarrollo y tecnología que incurrió para la producción de dicho bien. Sin embargo, si el mercado falla no necesariamente el Estado lo haría mejor, como parte de su función como un ente regulador, puede tener controles indirectos para la producción de un bien como: impuestos, leyes o subvenciones para corregir fallas de mercado.<sup>19</sup>

Es muy importante determinar qué tipos de bienes puede suministrar el Estado, y la importancia de estos bienes para el desarrollo de la sociedad. El Estado debe asignar una provisión eficiente de bienes públicos para evitar carencias o excesos de producción, además de tener un sistema de impuestos racionales para financiar dichos bienes públicos.

## **2.3 Economía del bienestar: eficiencia frente a equidad**

Las evaluaciones de programas públicos se centra en dos criterios: su efecto en la eficiencia económica y sobre la distribución. La disyuntiva entre estas dos variables se basa bajo la concepción que para aumentar la equidad en la distribución, que debe sacrificarse una cierta cantidad de eficiencia, y esto conlleva a cuestionar a cuánta eficiencia hay que renunciar para alcanzar igualdad. En el caso del sector eléctrico, al disminuir las tarifas eléctricas, la mayoría de la población accedería a dicho servicio, pero el costo es la pérdida de eficiencia, debido que los costos no reflejan el precio real y el Estado tiene que subsidiar la diferencia.

Existen discrepancias sobre el valor que debe asignarse a una disminución de la desigualdad en comparación con una disminución de eficiencia. Algunas personas creen que la desigualdad es un problema fundamental de la sociedad y debe reducirse al máximo sin preocuparse por las consecuencias que pueda tener para la eficiencia. Otras personas creen que la eficiencia es la mejor forma de alcanzar igualdad, obteniendo mayor renta nacional.

Las decisiones económicas del gobierno en su mayoría benefician a unas personas y perjudican a otras, a veces hay algunas que benefician a todas sin perjudicar a ninguna, estas decisiones se denominan mejoras en el sentido de Pareto (asignación óptima de recursos sin perjudicar ni una persona. El criterio de la eficiencia de Pareto es individualista en dos sentidos: en primer lugar sólo le preocupa el bienestar de cada persona y no el bienestar relativo de diferentes personas, en resumen no le preocupa la desigualdad; y en segundo lugar, es la percepción de bienestar que tiene cada individuo, basados en el principio de la soberanía del consumidor, según el cual es la propia persona es la que mejor juzga sus necesidades y deseos, quien mejor sabe lo que redunda en su propio interés.

---

<sup>18</sup> Stiglitz, Joshep (1997) *La economía del sector público*. Barcelona: Antoni Bosch, capítulo 5 [Acceso: 20/03/2012].

<sup>19</sup> Antón, José (2009) *Hacienda pública*. Chile: CNE, capítulo 6 [Acceso: 20/04/ 2010].

La limitación más grave del principio de Pareto es el hecho de que no se da ninguna orientación en lo referente de la distribución de la renta, debido que se puede beneficiar a unas personas a expensas de otras. Sin embargo, hay economistas que justifican la eficiencia en el sentido de Pareto por el principio de compensación, es decir que el valor monetario de los ganadores es superior a los perdedores, pero es difícil identificar quiénes son los ganadores o los perdedores y la magnitud de sus ganancias o pérdidas.

Según, el utilitarismo, que es una de las más antiguas teorías económicas, el bienestar de la sociedad debería representarse como la suma de utilidades de todos sus miembros. Este criterio se basa que la sociedad debe estar dispuesta a sacrificar una pequeña utilidad de una persona pobre a cambio de una ganancia igual en la utilidad de una persona rica: sin embargo esta teoría no es igualitaria, debido que no importa si la utilidad de la persona rica es mucho mayor al pobre, porque lo que importa es la utilidad total.

Mientras la teoría que adopta una postura más popular es el principio rawlsiano que sostiene que el bienestar de la sociedad sólo depende del bienestar de la persona que se encuentre en peor situación, es decir que el bienestar esta mejor si se aumenta el bienestar de la persona pobre, además que en los países de menor desarrollo, las personas pobres constituyen la mayoría de la población.

Existen dos teoremas fundamentales de la economía del bienestar, el primer teorema fundamental de la economía del bienestar declara que en un sistema de mercado bajo libre competencia, se logra una asignación de bienes y servicios Pareto óptimos. El segundo teorema fundamental expresa que en un sistema de economía de mercado, si el gobierno emprende una redistribución apropiada de los bienes y servicios, puede alcanzar el óptimo social.

Es difícil identificar las distintas consecuencias de las decisiones gubernamentales, debido que en muchos de los programas de gasto hay que sacrificar la eficiencia a favor de la equidad. Y cuando el Estado busca una mayor eficiencia puede provocar desigualdades, debido que pueden perjudicar a una parte de la población, por ejemplo cobro de impuestos o precios reales del servicio público.<sup>20</sup>

## **2.4 Manejo del sector eléctrico internacional**

Los diferentes tipos de gestión del sector eléctrico en América Latina demuestran una continua búsqueda de estructuras organizacionales exitosas que permita cumplir con los objetivos fundamentales de prestar un servicio eléctrico confiable, eficiente y accesible a toda la población; sin embargo, las experiencias de reforma del sector eléctrico en los países desarrollados es abundante y variada, existieron distintos modelos de organización del sector que controlen el comportamiento de los diferentes agentes de mercado eléctrico y

---

<sup>20</sup>Stiglitz, Joshep (1997) *La economía del sector público*. Barcelona: Antoni Bosch, capítulo 7 [Acceso: 29/04/2012].

diseñar políticas coherentes para asumir costos implícitos que incurre en la ejecución del modelo.<sup>21</sup>

Como ejemplo de gestión del sector eléctrico en Sudamérica está Chile, compuesto igualmente por tres agentes: generación, transmisión y distribución de suministro eléctrico, controladas por capitales privados, mientras el Estado ejerce funciones de regulación, fiscalización y de planificación indicativa de inversiones en sectores de generación y transmisión. Sin embargo, la Comisión Nacional de Energía (CNE), se encarga de elaborar y coordinar los planes, políticas y normas necesarias para el buen funcionamiento y desarrollo del sector energético nacional<sup>22</sup>.

En el caso de manejo del sector eléctrico de Estados Unidos, el ente regulatorio del sector es Federal Energy Regulatory Commission (FERC), la cual regula la distribución de energía eléctrica y el tamaño de poder de mercado, para aumentar la eficiencia y competencia en los mercados de estos servicios; dar protección a los consumidores de precios excesivos en la distribución de energía; y evitar la discriminación en el suministro de este servicio<sup>23</sup>.

El sector eléctrico español, tras la liberalización del sector, se maneja de forma liberal y se separa por tres componentes: generación, transmisión y distribución. El propósito esencial de la misma liberalización del sector español tiene el propósito de reducir la participación del Estado en el mercado y segmentar verticalmente las actividades eléctricas, dando un entorno favorable para la competencia perfecta en los tres componentes del sector.

Las principales características del sector eléctrico español son:

- Separación de actividades: generación y comercialización competitiva; transporte y distribución regulada; y alternativas en la operación del mercado y sistema.
- El consumidor final puede elegir suministrador
- Planificación descentralizada de operación e inversión

La función de regulación se encomienda a la administración general del Estado y la Comisión Nacional del Sistema Eléctrico. La primera tiene las responsabilidades de planificación eléctrica y la segunda es el ente regulador del funcionamiento del sistema eléctrico, que vela por la competencia efectiva en el sector y el acceso de este servicio a los consumidores.<sup>24</sup>

En el continente europeo, el sector eléctrico se rige bajo el mercado interior de electricidad de la Unión Europea (MIE), actualmente está conformado por 27 países. Los objetivos principales son la eficiencia energética y seguridad del suministro de energía, impulsar la inversión en proyectos de generación y transporte de energía. Se basan en la integración de

---

<sup>21</sup>Miller, Jaime (2006) **Entre el mercado y el Estado**. Washington D.C: Banco Interamericano de Desarrollo, capítulo 1 [Acceso: 01/04/2010].

<sup>22</sup>Consejo Nacional de Electricidad Chile (2010) **Sector eléctrico chileno**.  
[http://www.cne.cl/cnewww/opencms/08\\_Normativas/Otros\\_Niveles/Electricidad/electr\\_sector\\_electrico.html](http://www.cne.cl/cnewww/opencms/08_Normativas/Otros_Niveles/Electricidad/electr_sector_electrico.html)  
[Acceso: 25/02/2010].

<sup>23</sup>Federal Energy Regulatory Commission (2010) **Electric Power Market**.  
<http://www.ferc.gov/market-oversight/mkt-electric/overview.asp> [Acceso: 27/02/2010].

<sup>24</sup>Blázquez, María (2008) **Regulación y eficiencia en el sector eléctrico español 1988- 2004**. España: Universidad Autónoma de Barcelona, capítulo 2 [Acceso: 12/05/ 2010].

diferentes mercados eléctricos regionales e impulsan mecanismos de competencia en las actividades eléctricas.<sup>25</sup>

En el caso de Asia, la rápida expansión económica en la región conlleva el incremento de la demanda de energía. El modelo del sector eléctrico asiático se caracteriza por ser: un monopolio verticalmente integrado, las empresas eléctricas son de propiedad privada y regulados por el Estado, similar al modelo eléctrico norteamericano. Además existe un monopolio natural de la distribución y precios regulados.

Por ejemplo en Corea, predomina la empresa eléctrica Korea Electric Power Corporation (KEPCO), que además de funcionar como generadora de energía, también está encargada del transporte y distribución de energía, imponiendo una tarifa única a todos los consumidores.

Una particularidad acerca del sector eléctrico en países asiáticos es la estructura de costos de energía alta causa del precio de la tierra (ubicación inadecuada para nuevas centrales eléctricas), teniendo que realizar pagos extras de compensación a las comunidades locales y cumplir normas de seguridad. En resumen, el sector eléctrico asiático es operado por el sector privado bajo un marco normativo y regulatorio impuesto por el Estado.<sup>26</sup>

El sector eléctrico venezolano desde el año 2007 ha modificado su estructura al ser estatizadas las empresas privadas y creó Corporación Eléctrica Nacional (CORPOLEC), para la determinación de políticas y directrices del sector. Esta empresa socialista controla los tres agentes del mercado eléctrico venezolano: generación, transmisión y distribución.<sup>27</sup>

## **2.5 Intervención del Estado en el sector eléctrico**

Según Schlifer y Vishni (1998), el modelo estatista se basa en el paradigma que el Estado es la mano que ayuda; portanto, la intervención del Estado permitirá resolver las fallas de mercado y externalidades negativas producidas por el sector privado. Además se supone que ante la falta de interés del sector privado por atender mercados no rentables, la intervención del Estado permita emprender medidas necesarias para proveer el servicio a toda la población.

El Estado puede obtener recursos indirectamente mediante cobro de impuestos a la población o directamente por el cobro del servicio, además puede financiar la producción de dicho bien con crédito privado o público. Sin embargo, la sostenibilidad para que el Estado pueda producir eficientemente un bien público, depende de dos condiciones: planificación y ejecución de las obras requeridas para atender la demanda oportunamente; y operar de forma competente los agentes que conforman el sector.

---

<sup>25</sup> Jiménez, Roberto (2009) *Políticas para la Reforma del Sector eléctrico*. Costa Rica: ICE. Capítulo 2 [Acceso: 05/05/2010].

<sup>26</sup> Cáceres, Armando (2002) *Reforma regulatoria en el sector eléctrico: La experiencia de la APEC*. Perú: Grade, capítulo 2 [Acceso: 20/05/2010].

<sup>27</sup> Empresa Eléctrica Socialista Venezolana (2010) *Procesos medulares del sector eléctrico venezolano*. <http://www.corpoelec.gob.ve/estructura-nacional> [Acceso: 01/03/2010].

También es necesario articular un sistema de cobros por tarifas para el pago del servicio, que junto con aportes presupuestarios y créditos, sean suficientes para cubrir los costos de proveer el servicio sin violentar las expectativas del público sobre la calidad del servicio ni su capacidad de pago.

La implementación de un sistema de tarifas basado en los costos marginales, tarifas subsidiadas para los bajos consumos y la electrificación rural permitirá maximizar los beneficios netos para la sociedad asociados con el consumo de electricidad. Es necesario mantener los costos del servicio a un nivel mínimo, tanto las pérdidas eléctricas como financieras, además que el Estado no imponga sobre los presupuestos de las empresas costos adicionales (de inversión) originadas por todo lo que conlleva a la prestación del servicio, ni tampoco por condiciones políticas.

El costo marginal resulta de una estimación de los costos de transmisión y distribución del sistema en precio tope, fijado por un periodo de varios años para reflejar mejoras en la eficiencia. El modelo estándar de eficiencia se basa en el costo de una empresa modelo de distribución, que sirve de comparación para aquellas que tengan condiciones semejantes y definir tarifas por periodos de 4 años bajo una revisión.<sup>28</sup>

La minimización de costos disminuye las necesidades financieras, pero no garantiza la obtención suficiente de recursos para el manejo eficiente del sector, porque depende de tres hechos fundamentales: pago oportuno del usuario beneficiario del servicio, contar con los recursos de presupuesto nacional y préstamos internacionales que permitieran financiar las obras; y controlar el robo de energía e impagos del servicio.

El principal objetivo del modelo estatista es dar un servicio de buena calidad a un precio razonable; pero también imponer sistemas de control y sanción para el hurto de energía eléctrica. Existe una estrecha relación entre las políticas fiscales y tarifarias, pues lo que no es posible recaudar por impuestos es posible cobrarlo a través de tarifas. A su vez, las probabilidades de conseguir préstamos dependen de la capacidad de pagarlos y desempeño financiero del sector, que depende de: la magnitud de las inversiones, la eficacia de su gestión, los recursos del gobierno central y la recaudación de tarifas.<sup>29</sup>

En el caso ecuatoriano a partir de 1999 con la aprobación de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico la determinación de la tarifa eléctrica única reflejaba los costos que incurre el servicio de electricidad, tomando en cuenta los precios referenciales de generación, los costos medios del sistema de transmisión y el valor agregado de distribución, dicho valor se determina para cada nivel de tensión como: subtransmisión, media tensión y baja tensión; y será calculado como el promedio que representara a una empresa eficiente, los mismos que estarán compuestos por los costos asociados al consumidor, pérdidas técnicas de potencia y energía, costos de inversión, operación, mantenimiento y expansión. Por tanto, se determinan los pliegos tarifarios según criterios de índices de gestión establecidos por el CONELEC, reflejando mediante este índice el nivel de eficiencia de las empresas.

---

<sup>28</sup>Miller, Jaime (2006) *Entre el mercado y el Estado*. Washington D.C: Banco Interamericano de Desarrollo, capítulo 2 [Acceso: 25/02/2010].

<sup>29</sup>Miller, Jaime (2006) *Entre el mercado y el Estado*. Washington D.C: Banco Interamericano de Desarrollo, capítulo 9.[Acceso: 30/02/2010].

Bajo el contexto político de la aprobación del Mandato 15 se quiere lograr tarifas más equitativas para el usuario final mediante la eliminación del modelo marginalista, estableciendo un nuevo proceso de cálculo de la tarifa eléctrica, tomando en cuenta el precio referencial de generación, los costos del sistema de transmisión y los costos del sistema de distribución. El costo de sistema de distribución se toma en cuenta la anualidad de los costos de operación y mantenimiento y el valor de reposición de los activos de servicios. Con esta nueva metodología, la tarifa eléctrica se reducirá más, pudiendo provocar un déficit principalmente en las empresas distribuidoras ineficientes que su precio medio registra un precio mayor al precio establecido.<sup>30</sup>

## **2.6 Política del pago de servicio eléctrico**

La incapacidad de los gobiernos para establecer tarifas destinadas a cubrir los costos del servicio y para proveer incentivos a las empresas distribuidoras con miras a tomar medidas eficaces de control de las pérdidas eléctricas, tanto técnicas como no técnicas, influyó para el desprestigio del modelo estatista para suministrar el servicio eléctrico. En los años noventa, tras reemplazar este modelo por un nuevo modelo liberal, muchas empresas privadas mostraron un mayor control de pérdidas eléctricas y mejoramiento en las finanzas de las empresas; sin embargo, fueron contrarrestados por el Estado y su manejo de tarifas eléctricas.

Los gobiernos de los países latinoamericanos han procurado evitar el traslado de los costos del servicio a los usuarios de energía; y se ha puesto de manifiesto que el tratamiento de las pérdidas técnicas no es suficiente solo controlando el hurto de energía, aun cuando las empresas tengan incentivos para ello.

Según Rufin (2004) el principal problema es el comportamiento oportunista tanto de los gobiernos, como de los usuarios y de los mismos empresarios privados que se enfrentan a carencias institucionales (falta de leyes rígidas) que tienen los países latinoamericanos. En el primer caso, los gobiernos a través de cambios en la regulación, del control del organismo regulador o del control de las empresas eléctricas, incumplen la promesa de mantener tarifas que cubran los costos del servicio afectando de forma oportunista al empresario privado.

En el segundo caso por razones económicas, culturales e históricas o por falta de un marco jurídico que permita sancionar las conductas irregulares, los consumidores reciben la energía de forma fraudulenta y no pagan las cuentas que afectan directamente a los ingresos, finanzas y gestión de las empresas. Por último puede existir un comportamiento oportunista de la empresa privada tratando de maximizar sus ingresos aprovechándose de las debilidades del regulador.<sup>31</sup>

---

<sup>30</sup>Almeida, Nicole (2008) *Análisis y evaluación de impacto del mandato constitucional eléctrico en la estructura del sector eléctrico ecuatoriano* (Disertación de grado), Facultad de Economía de la PUCE, Ecuador, capítulo 4 [Acceso: 01/05/2010].

<sup>31</sup>Miller, Jaime (2006) *Entre el mercado y el Estado*. Washington D.C: Banco Interamericano de Desarrollo, capítulo 2 [Acceso: 01/03/2010].

## 2.7 Índice de eficiencia de las empresas distribuidoras (2006-2010)

Para analizar el desempeño que han tenido las empresas distribuidoras en un periodo de cinco años, esta investigación toma en cuenta las siguientes variables:

- Recaudación de la energía total facturada a clientes finales
- Pérdidas en el sistema de distribución
- Cobertura del servicio
- Calidad del servicio
- Precios medios de energía a clientes finales

Como cada variable tiene diferente unidad de medida, se va a transformar a cada una de ellas a un valor entre 0 a 100, se toma en cuenta que más cercano a 100, es una empresa distribuidora con mayor eficiencia. Para transformar los valores de las diferentes variables que se está analizando. Se aplica la siguiente fórmula para tener un índice de desempeño para todas las empresas distribuidoras

$$x = \frac{x_i - \text{Min } x}{\text{Max } x - \text{Min } x}$$

Donde,  $x_i$  = Es el valor correspondiente de la empresa distribuidora

Min  $x$  = Es el valor mínimo entre todas las empresas distribuidoras

Max  $x$  = Es el valor máximo entre todas las empresas distribuidoras

Cabe mencionar los casos especiales de las variables como: pérdidas del sistema de distribución, calidad del servicio y precios medios de energía, debido que su interpretación es diferente a las demás variables, porque mientras más bajo sea su valor es más eficiente. Por tanto, para homologar los índices de gestión en relación a las demás variables, se aplica la siguiente fórmula para los resultados de las tres variables mencionadas, se mantiene así la lógica que más cercano a 100, demuestra un mayor desempeño.

$$x_f = 100 - x$$

Posteriormente, para obtener un índice de desempeño general para cada empresa distribuidora se aplica la siguiente fórmula, que es la suma de todos los índices que resulta de las cinco variables que se analiza.

$$X_t = (x_1 + x_2 + x_3 + x_4 + x_5)/5$$

Para obtener el índice final de eficiencia en el sistema de distribución de energía, se suman todos los índices de desempeño que tenga cada empresa distribuidora ponderada por la participación en la demanda total de energía que tenga cada una de las empresas distribuidoras, siendo Guayaquil y Quito las que mayor peso tienen debido al alto consumo de energía que tienen sus clientes.

$$\text{Eficiencia} = x_{t1} * d_1 + x_{t2} * d_2 \dots \dots + x_{t20} * d_{20}$$

Donde,  $xt_1$  hasta la  $xt_{20}$ = Índice general de desempeño de las 20 empresas distribuidoras que existen en el país.

Las ponderaciones  $d_1$  hasta  $d_{20}$  son los pesos que se observan en la tabla N° 1 y que reflejan la participación en la demanda total de energía de cada una de las 20 empresas distribuidoras que existen en el país.

**Tabla N° 1:**  
**Ponderación de índices de desempeño por empresa distribuidora**

<b>Empresas distribuidoras</b>	<b>Ponderación (%)</b>
E.E. Guayaquil	28
E.E. Quito	22
CNEL-Guayas Los Ríos	9
CNEL-Manabí	8
E.E. Centro Sur	5
CNEL-EI Oro	4
CNEL-Milagro	3
E.E. Norte	3
E.E. Ambato	3
CNEL-Esmeraldas	3
E.E. Sur	2
CNEL-Santo Domingo	2
E.E. Riobamba	2
CNEL-Santa Elena	2
E.E. Cotopaxi	2
CNEL-Los Ríos	2
CNEL-Sucumbíos	1
E.E. Azogues	1
E.E. Galápagos	0
CNEL-Bolívar	0

**Fuente:** CONELEC

**Elaboración:** Javier Jurado

Finalmente, se aplica esta metodología para el año 2006 y 2010, para medir el desempeño que ha tenido el sector eléctrico en estos último cinco años y verificar si existe un mejoramiento en el desempeño de las empresas distribuidoras tras la aplicación del Mandato 15 del sector eléctrico aprobado por la Asamblea Constituyente en el 2008.



## **Capítulo 3: Sector eléctrico**

### **3.1 Evolución del sistema eléctrico ecuatoriano**

#### **3.1.1 Inicios del sector eléctrico(1897-1961)**

El inicio de la industria eléctrica en el Ecuador empieza en el año 1897 con la generación de energía eléctrica mediante una central hidráulica ubicada en el río Malacatos perteneciente a la provincia de Loja, la empresa generadora de energía se llamaba “Luz y Fuerza”. Posteriormente la ciudad de Quito dispuso de alumbrado público a partir de 1911.

En 1914 se instaló una planta de 37,5 KW en Cuenca que se amplió a 102 KW en 1922. No obstante, en 1926 el gobierno del Ecuador contrató por 60 años a la firma americana Foreign Power Company para el suministro de electricidad a Guayaquil, para después operar en Quito, Riobamba y otras ciudades del país.

En 1940 se adjudicó a las municipalidades de cada ciudad la responsabilidad del servicio eléctrico, para esto se instalaron masivamente pequeñas centrales hidráulicas generando un total de 120 MW hasta 1961.<sup>32</sup>

#### **3.1.2 Período 1961-1996 (INECEL)**

Antes de iniciar la década de los sesenta, el servicio eléctrico ecuatoriano se encontraba dividido en muchas empresas pertenecientes a las municipalidades del país, con infraestructuras aisladas, limitadas y obsoletas, que solo permitían servir al 17% de la población.

En 1961 se crea el Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL) con el propósito de desarrollar los grandes proyectos hidroeléctricos en base a la hidrología que posee el país y hacer realidad la integración eléctrica nacional mediante la construcción de un sistema eléctrico nacional interconectado, con esto el sistema eléctrico ecuatoriano toma un giro en el desarrollo económico y social de la nación.

Se estructura el primer plan maestro de energía eléctrica, cuyo objetivo fundamental era integrar, normalizar y masificar la cobertura de este servicio. Durante los años setenta y parte de los ochenta, aprovechando la bonanza petrolera del país y accesos a créditos internacionales, se ejecutaron macro proyectos de equipamiento en las áreas de generación, transmisión y distribución de energía.

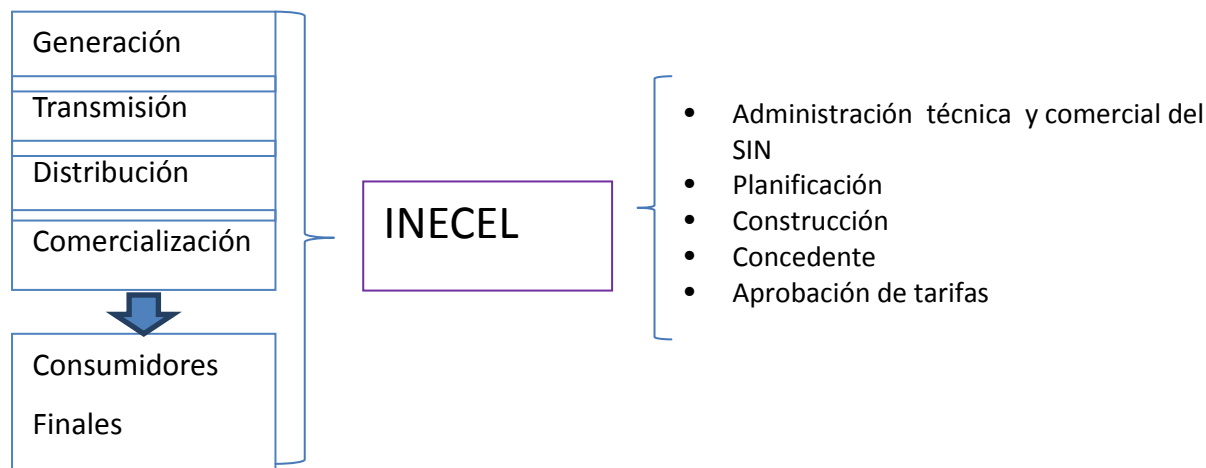
Como se puede ver en la tabla N°2, el sector eléctrico se regía bajo un modelo de monopolio verticalmente integrado, INECEL era la entidad que monopolizaba las actividades de generación, transmisión y distribución, así como otras actividades normativas

---

<sup>32</sup> Simbaña, Freddy (2010) *Evaluación del modelo de mercado eléctrico vigente en el Ecuador a partir de 1999 y planteamiento de un nuevo modelo* (Disertación de grado), Facultad de Ingeniería Eléctrica de la Escuela Politécnica Nacional, Ecuador [Acceso: 19/10/2011].

del sector, que basados en la ley básica de electrificación tenía bajo su responsabilidad todas las actividades inherentes al sector eléctrico como: planificación, construcción, operación, regulación y aprobación de tarifas eléctricas. INECEL era accionista mayoritario en casi todas las empresas eléctricas que realizaban la distribución de electricidad en el país.

**TablaN° 2:**  
**Modelo del sector eléctrico 1961-1996**



**Fuente:** CONELEC  
**Elaboración:** Javier Jurado

Durante 38 años de gestión de INECEL impulsó el desarrollo del sector eléctrico y económico del país, ejecutó obras de electrificación a lo largo y ancho del territorio nacional, aportó a la creación del sistema nacional de integración de energía y desarrollo de grandes proyectos de generación de energía que permitieron el aprovechamiento de los recursos renovables y no renovables.

Tras no disponer el Estado los recursos necesarios para la inversión en nuevos proyectos y las deudas contraídas por el INECEL para el desarrollo de grandes proyectos del sector eléctrico, se comenzó a cambiar el modelo de gestión del sector a un modelo más liberal, cuyo principal objetivo era que el sector privado realice la inversión necesaria en generación, transmisión y distribución, además que mediante la introducción de competencia principalmente en la generación de energía, se iba a tener rendimientos crecientes de escala y reducción de costos para ser más eficiente.

### **3.1.3 Ley de régimen del sector eléctrico (1996-2008)**

El 10 de octubre de 1996, se publicó la ley de régimen del sector eléctrico (LRSE), la cual sustituyó a la ley básica de electrificación; mediante esta ley y sus reformas se establecieron varios aspectos, entre ellos:

- El suministro de energía eléctrica, es un servicio de utilidad pública de interés nacional; por tanto, es deber del Estado satisfacer directa o indirectamente las necesidades de

energía eléctrica del país, mediante el aprovechamiento óptimo de los recursos naturales, de conformidad con el plan nacional de electrificación.

- Es facultad del Estado delegar al sector privado, por intermedio del Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), como ente público competente, las actividades de generación y los servicios públicos de transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, así como las actividades de importación y exportación de esta energía.
- Es necesario adaptar la ley a las disposiciones constitucionales vigentes, para promover la competencia y promover el desarrollo de la inversión privada en el sector eléctrico.

### **Estructura y organización del sector eléctrico ecuatoriano**

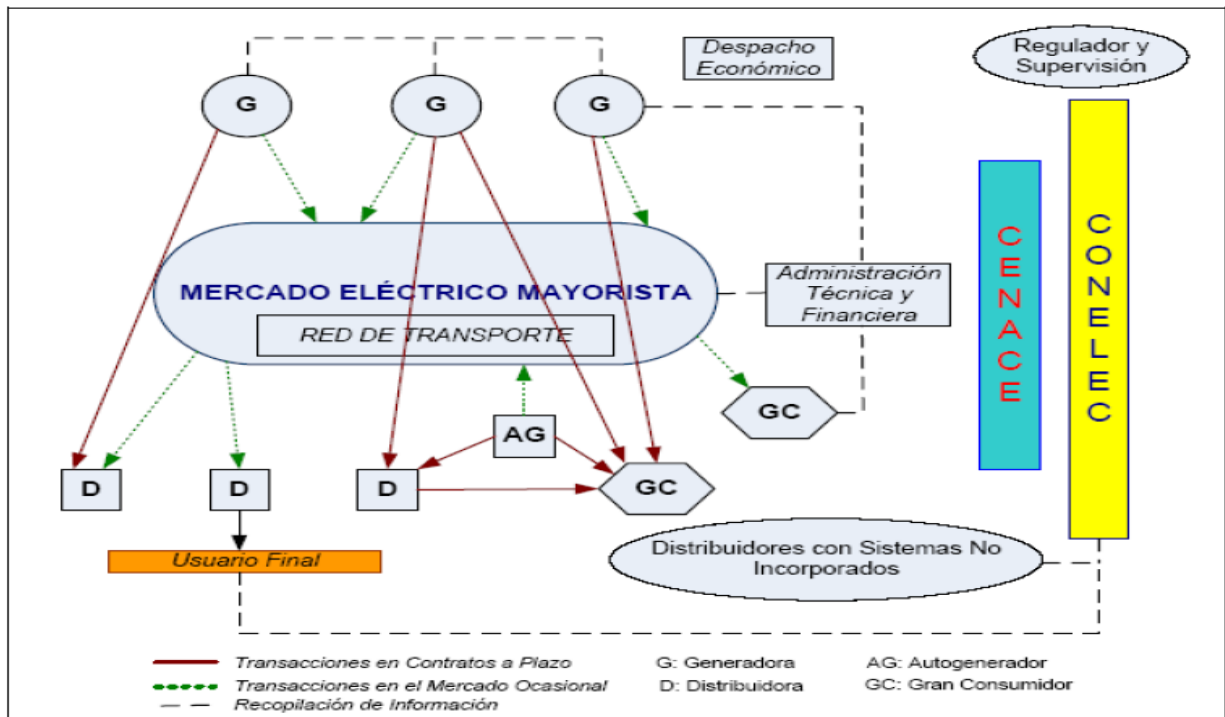
Como se puede ver en la tabla N° 3, el sistema eléctrico ecuatoriano en el periodo 1996-2008 se organizó en torno a seis subsectores que incluyen a las empresas generadoras de energía, la transmisora, las distribuidoras de energía, los grandes consumidores, las autogeneradoras de energía y los usuarios finales regulados. Estos agentes funcionaban bajo un modelo de mercado eléctrico mayorista (M.E.M), para generar competencia.

El mercado eléctrico mayorista abarca la totalidad de las transacciones de suministro eléctrico que se celebran entre generadoras; entre generadoras y distribuidoras; entre generadoras y grandes consumidores e incluye también las transacciones de exportación o importación de energía. Para las transacciones de energía se realizaba bajo dos esquemas como:

- Transacciones en el mercado ocasional: se valora temporalmente la producción y el consumo de energía; por ende los precios se sancionan en forma horaria, en función del costo económico de producción y en base al precio marginal de corto plazo de los generadores.
- Transacciones en mercado bajo contratos: son tratados de compra y venta de potencia y energía que se acuerdan entre generadores y grandes consumidores; y entre generadores y distribuidores, por un plazo mínimo de un año. Es decir el comprador asegura el precio para una determinada cantidad de energía, debido a la volatilidad de los precios en el mercado ocasional.

Ley de régimen del sector eléctrico (LRSE) creó El CONELEC como un ente regulador, normativo y controlador, a través del cual el Estado puede delegar las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica a empresas concesionarias. Además se creó la CENACE para la administración técnica y financiera del mercado eléctrico.

TablaN° 3:  
Modelo del sector eléctrico 1996-2008



Fuente y elaboración: CONELEC

### 3.1.4 Período actual (Mandato 15)

Tras la aprobación de la constitución política del Ecuador en el año 2008, se reformó la ley para el sector eléctrico y se han implementado nuevas políticas o mandatos constitucionales por parte de la Asamblea Nacional Constituyente, entre los cuales se encuentran principalmente el Mandato 15 que concierne al sector eléctrico.

El Estado recupera el derecho de administrar, regular, controlar y gestionar los sectores estratégicos, que son aquella que por su trascendencia y magnitud tienen decisiva influencia económica, social, política y ambiental; por tanto deben orientarse al interés social.<sup>33</sup>

El Estado es el responsable de la provisión de los servicios públicos entre las más importantes: agua, salud y energía eléctrica, garantizando su provisión bajo principios de obligatoriedad, generalidad, uniformidad, eficiencia, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, regularidad, continuidad y calidad. Por tanto, el Estado dispone que los precios y tarifas de los servicios públicos sean equitativos, estableciendo su control y regulación.<sup>34</sup>

<sup>33</sup> Asamblea Nacional Constituyente, *Mandato 15 del Sector Eléctrico*, Artículo 313

<sup>34</sup> Asamblea Nacional Constituyente, *Mandato 15 del Sector Eléctrico*, Artículo 314

El Estado constituye empresas públicas para la gestión de sectores estratégicos y la prestación de servicios públicos, estas empresas públicas están bajo la regulación y el control específico de los organismos pertinentes, de acuerdo con la ley.<sup>35</sup>

### **Estructura y organización del sector eléctrico ecuatoriano**

Como se puede observar en la tabla N° 4, el mercado eléctrico ecuatoriano actual funciona bajo un modelo de comprador único, donde se realizan transacciones por concepto de compra y venta de energía entre generadoras y distribuidoras, donde las empresas degeneración, transmisión y la distribución (que se encargaran de la comercialización hacia los consumidores finales de energía eléctrica) se integran verticalmente.

El mercado de compra de energía eléctrica en Ecuador se organiza en torno a contratos entre el comprador único y las generadoras; y entre el comprador único y las distribuidoras lo que se refiere a la venta.

En el modelo propuesto se puede ver claramente que el Estado será el principal ente de control del mercado, existen varias corporaciones para el manejo administrativo de los tres agentes que participan en el sector eléctrico ecuatoriano:

- Generación: Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC)
- Transmisión: (TRANSELECTRIC)
- Distribución: Corporación Nacional de Electrificación (CNEL S.A)

El Ministerio de Electricidad y Energías Renovables (MEER) constituido el 9 de julio del 2007, supervisa el desempeño del sector eléctrico, específicamente en los agentes que conforman el sector como empresas de: generación, transmisión y distribución. Este nuevo ministerio tiene como objetivos principales: incrementar la cobertura eléctrica, fortalecer y transformar las instituciones estatales de energía y promover el uso eficiente y racional de la energía.<sup>36</sup>

El Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC) sigue cumpliendo las actividades de regulación y supervisión del sector eléctrico específicamente en la aprobación de tarifas eléctricas, y el Centro Nacional de Control de la Energía (CENACE) es el ente encargado para la administración técnica y financiera del mercado eléctrico.

En el año 2009, se han producido algunos cambios en la normativa jurídica y operativa del sector eléctrico, entre las principales son: El CONELEC es la institución responsable de aprobar nuevos pliegos tarifarios para establecer la tarifa única que deben aplicar las empresas eléctricas de distribución, para cada tipo de consumo de energía eléctrica, para lo cual establece los parámetros regulatorios para el ajuste automático de los contratos de compra venta de energía vigentes.

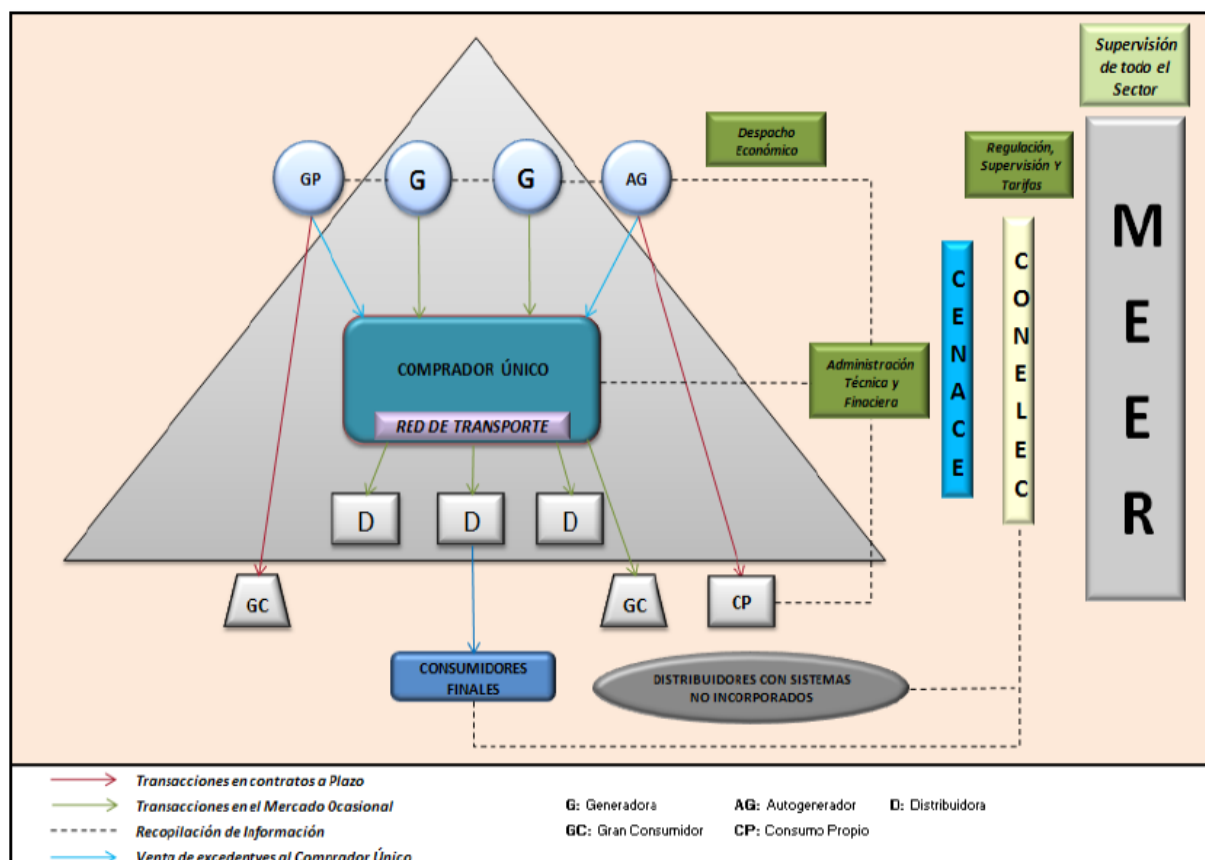
---

<sup>35</sup> Asamblea Nacional Constituyente, *Mandato 15 del Sector Eléctrico*, Artículo 315.

<sup>36</sup> Consejo Nacional de Electricidad, *Aplicación del Mandato Constituyente 15*, Regulación No. CONELEC - 006/08.

Los recursos que se requieran para cubrir las inversiones en generación, transmisión y distribución, son cubiertos por el Estado. El Ministerio de Finanzas, cubre mensualmente las diferencias entre los costos de generación, distribución y transmisión y la tarifa única fijada para el consumidor final determinada por el CONELEC.<sup>37</sup>

**TablaN° 4:**  
**Modelo del sector eléctrico actual**



Fuente y elaboración: CONELEC

## 3.2 Estructura del sistema eléctrico

### 3.2.1 Generación

#### Producción de energía

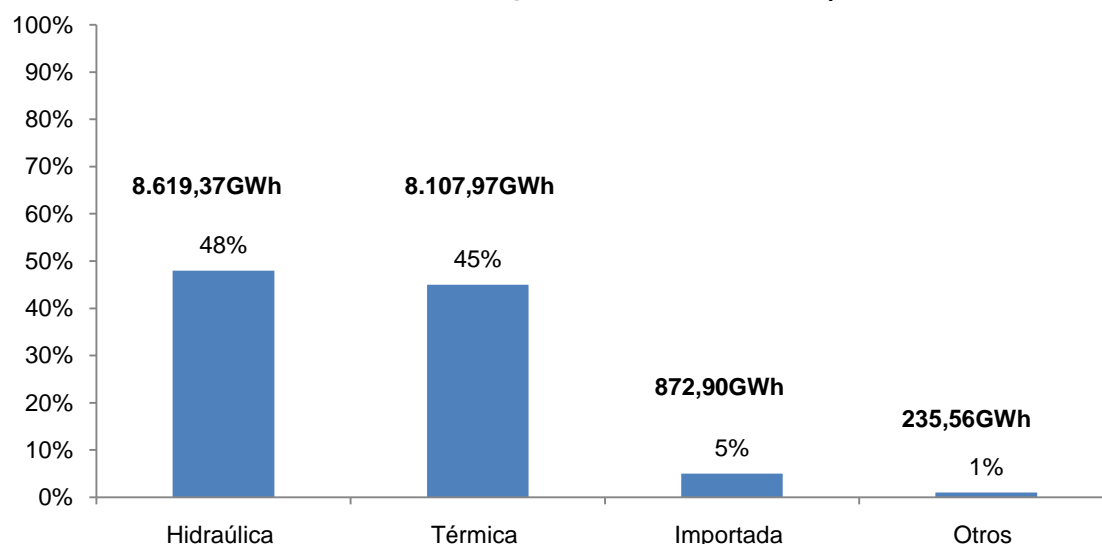
Son las empresas propietarias de las centrales de generación eléctricas, cuya función es convertir la energía primaria en energía eléctrica. Estas empresas se dedican exclusivamente a la generación de energía eléctrica mediante centrales hidráulicas, nucleares, turbinas a gas, ciclo combinado, etc.

La producción de energía viene de tres fuentes: hidráulica, térmica e importada. En el 2010, la producción bruta de energía fue de 20.382,76 GWh, de los cuales 17.835,81GWh,

<sup>37</sup> Asamblea Nacional Constituyente, *Mandato Constituyente N.-15 del Sector Eléctrico*, Artículo 1 y 2.

corresponde a la energía del sistema nacional interconectado, que incluye la importación de energía desde Colombia y Perú. Las fuentes de energía de mayor producción son la generación hidráulica (8.470,08 GWh) y la generación térmica (7.875,84 GWh); representa entre estas dos fuentes de energía el 95% de la producción total. Tan solo un 4% representa la energía importada desde Colombia y Perú, importando 782,98 GWh desde Colombia y 111,50 GWh desde Perú (véase gráfico N°1).

**Gráfico N 1:**  
**Producción de energía por tipo de central (2010)**

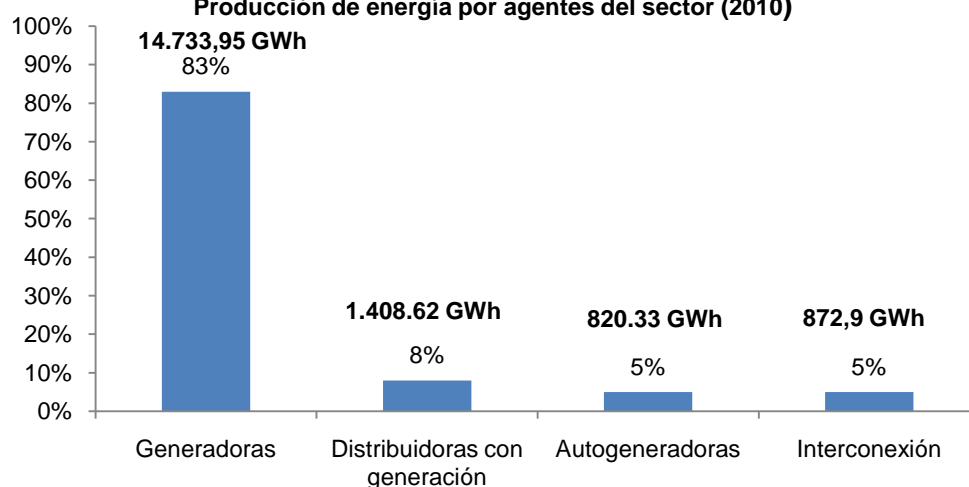


**Fuente:** CONELEC

**Elaboración:** Javier Jurado

Los agentes que se encargan de la producción de energía son: generadoras, autogeneradoras, distribuidoras con generación y energía importada mediante la Interconexión. Las generadoras producen 14.733,95 GWh, que representa el 83% de la energía total producida en el sistema nacional de interconexión. Mientras las empresas distribuidoras representan el 8% de la energía total producida, las autogeneradoras el 5% e importación de energía el 5% (véase gráfico N°2).

**Gráfico N 2:**  
**Producción de energía por agentes del sector (2010)**

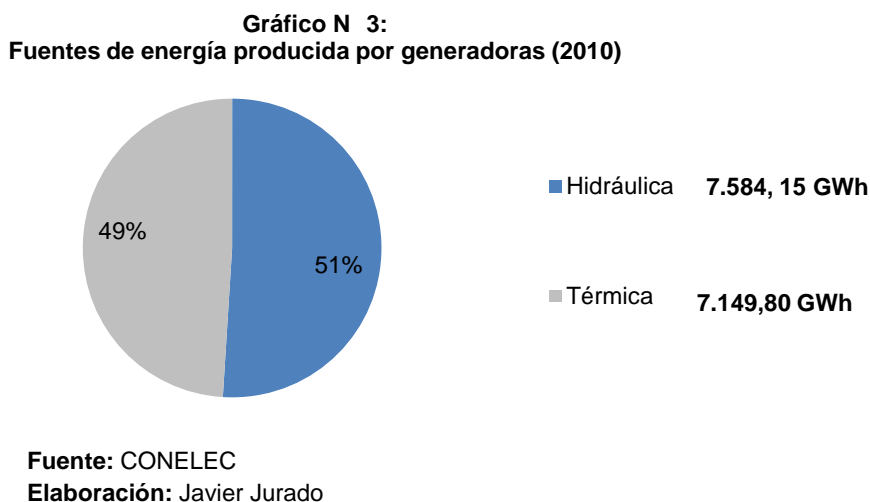


**Fuente:** CONELEC

**Elaboración:** Javier Jurado

## Empresas generadoras

Existen 16 empresas generadoras en el 2010, de las cuales la mitad genera energía mediante fuentes térmicas, y el restante genera energía mediante fuentes hidráulicas. Como se puede observar en el gráfico N°3, la producción de energía mediante fuentes hidráulicas representa el 51% de la energía total producida por generadoras, mientras las fuentes térmicas representa el 49%.



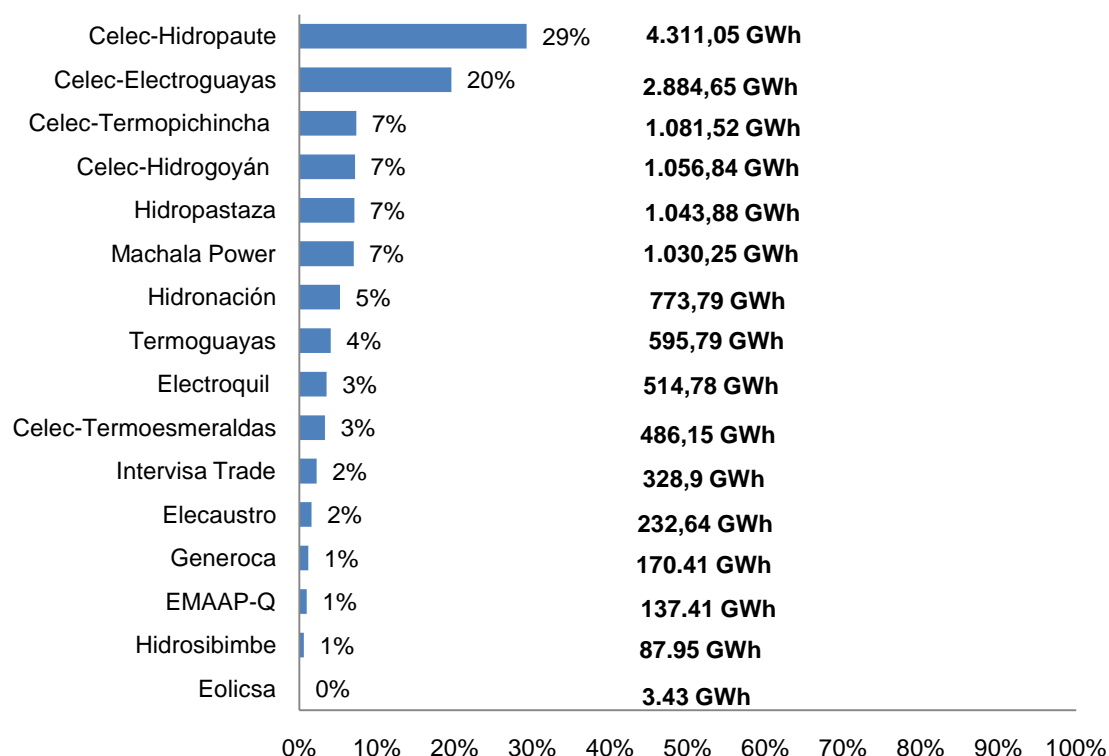
Tras la aprobación del mandato 15 en el 2008, se creó la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC), exclusivamente para el manejo de las empresas generadoras del sector eléctrico y encargado del control administrativo de las empresas generadoras Electroguayas, HidroagoyanHidropaute, Termoesmeraldas y Termopichincha.

Las empresas generadoras hidráulicas son: Celec-Hidrogoyán, Celec-Hidropaute, Elecaustro, EMAAP-Q, Hidronación, Hidropastaza e Hidrosibimbe; mientras las empresas generadoras térmicas son: Celec-Electroguayas, Celec-Termoesmeraldas, Celec-Termopichincha, Electroquil, Generoca, IntervisaTrade, Machala Power y Termoguayas. Además existe una empresa que genera energía mediante fuentes eólicas, pero su producción es mínima.

Las empresas con mayor generación de energía en el 2010 son: Celec-Hidropaute, generó un total de energía de 4.311,05 GWh mediante fuentes hidráulicas y representó el 29% de la producción total de energía de las empresas generadoras. No obstante, Celec-Electroguayas generó un total de energía de 2.884,65 GWh y representó el 20% de la producción total de energía, siendo generada esta energía mediante fuentes térmicas (véase gráfico N°4).



**Gráfico N 4:**  
**Producción de energía - Generadoras (2010)**



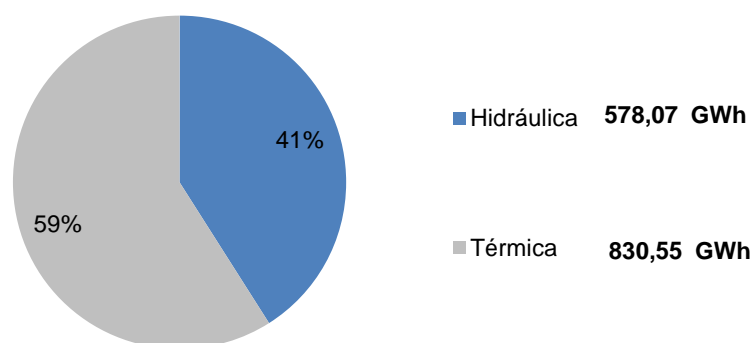
**Fuente:** CONELEC

**Elaboración:** Javier Jurado

### **Empresas distribuidoras con generación**

En el 2010, 13 empresas distribuidoras tenían centrales propias de generación, en su gran mayoría por centrales térmicas e hidráulicas. Como se puede observar en el gráfico N°5, la producción de energía mediante centrales térmicas fue de 830,55 GWh, que representa el 59% de la energía total producida por empresas distribuidoras con generación propia, mientras las centrales hidráulicas generó 578,07 GWh, que representa el 41%.

**Gráfico N 5:**  
**Fuentes de energía producida por empresas distribuidoras con generación (2010)**



**Fuente:** CONELEC

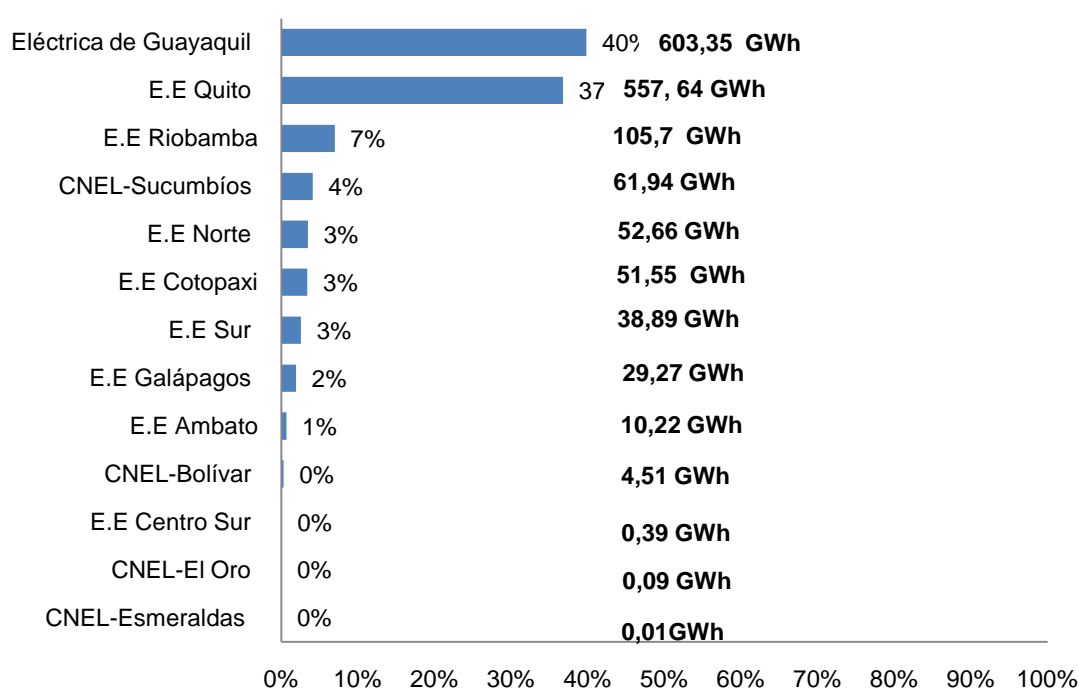
**Elaboración:** Javier Jurado

Las empresas distribuidoras con centrales propias de generación son: Bolívar, Sucumbíos, El Oro, Esmeraldas, Quito, Riobamba, Norte, Cotopaxi, Sur, Galápagos, Ambato, Centro Sur y Guayaquil.

Las empresas distribuidoras de mayor generación de energía son: Eléctrica de Guayaquil que generó 603,35 GWh y representa el 40% de la producción total de energía por las empresas distribuidoras con centrales de generación propia; además la empresa eléctrica Quito mediante sus centrales propias de generación, produjo 557.64 GWh, que representa el 37% de la producción total de las empresas distribuidoras.

Las empresas eléctricas Bolívar, Centro Sur, El Oro y Esmeraldas generaron muy poca energía, tienen casi una participación nula sobre la producción total de energía de las empresas distribuidoras (véase gráfico N°6).

**Gráfico N 6:**  
**Producción de energía - Empresas distribuidoras (2010)**



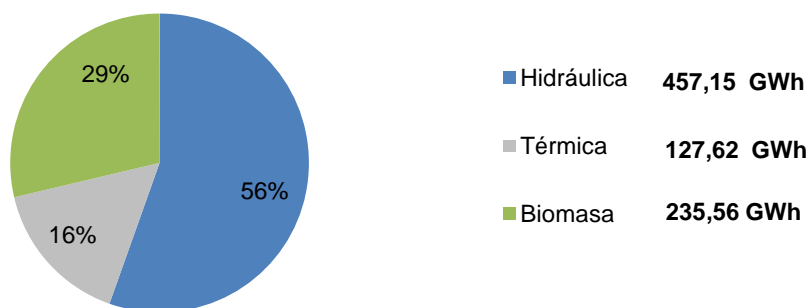
**Fuente:** CONELEC

**Elaboración:** Javier Jurado

## **Autogeneradoras**

Las autogeneradoras es más un consumidor de electricidad, que genera energía eléctrica como producto secundario, es decir para el desarrollo de bienes y servicios, y no para la venta de energía. Sin embargo, estas empresas pueden tener excedentes de producción de energía a disposición de terceros o del mercado eléctrico mayorista. Como se puede observar en el gráfico N°7, en el 2010 la mitad de la producción de energía de las autogeneradoras proviene de centrales hidráulicas (457,15 GWh), un 29% de desechos sólidos (biomasa) y un 16% de centrales térmicas.

**Gráfico N 7:**  
**Fuentes de energía producida por autogeneradoras (2010)**

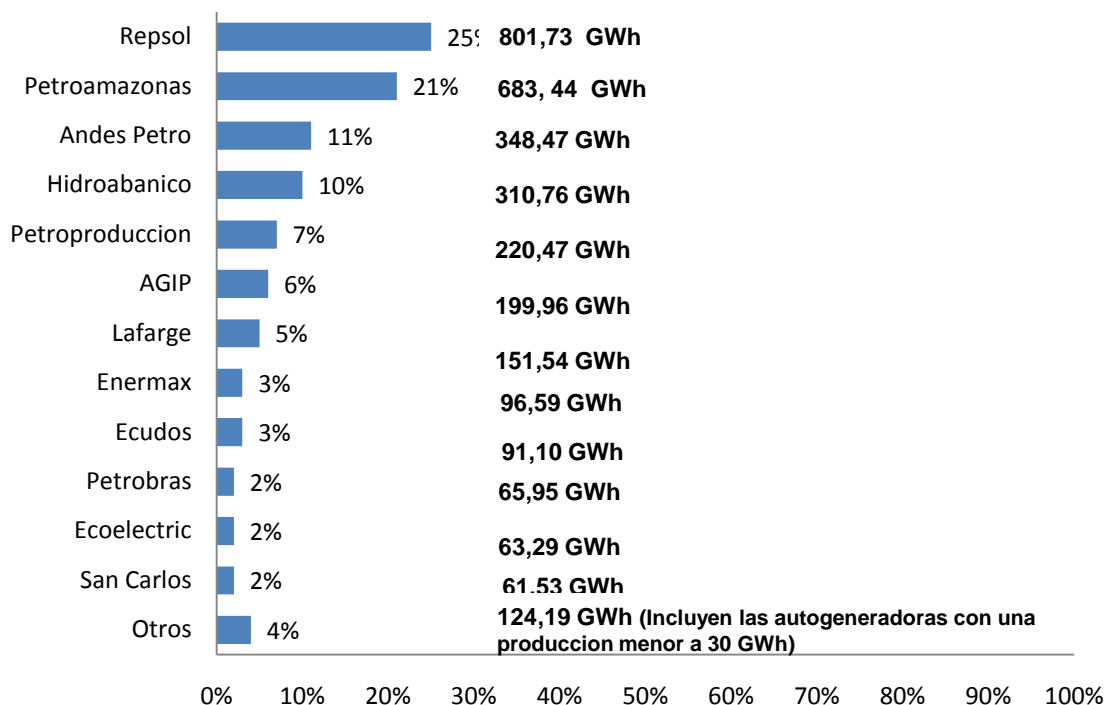


**Fuente:** CONELEC

**Elaboración:** Javier Jurado

En total existen 26 autogeneradoras, las cuales son: Repsol, Petroamazonas, Andes Petro, Hidroabánico, Petroproducción, AGIP, Lafarge, Ecudo, Enermax, San Carlos, Ecoelectric, Petrobras, Ecoluz, Ocp, Sipec, La Internacional, I.M.Mejía, Perlabi, Agua y Gas de Sillunchi, Moderna Alimentos, Municipio A. Ante, Consejo Provincial de Tungurahua, Electrocordova, Hidroservice, Electroandina e Hidroimbabura. Las autogeneradoras en el 2010 registraron una producción de energía de 3.219 GWh, siendo Repsol y Petroamazonas las empresas petroleras que mayor producción de energía tienen de las 26 autogeneradoras que existen en el país (véase gráfico N°8).

**Gráfico N 8:**  
**Producción de energía- Autogeneradoras (2010)**



**Fuente:** CONELEC

**Elaboración:** Javier Jurado

### 3.2.2 Transmisión

Es el agente que presta el servicio de transporte y transformación. Este servicio es suministrado mediante redes de alta tensión, en niveles predeterminados, dentro del área de concesión que se les haya otorgado. La empresa CELEC- Transelectric, es la única empresa que se encarga de planificar, operar y mantener el sistema nacional de transmisión, su actividad principal es el transporte de energía desde las fuentes de producción hasta los centros de consumo dentro del territorio ecuatoriano. El sistema nacional de transmisión en el 2010 contó con 37 subestaciones y las líneas de transmisión de 138 kv tiene una longitud 1.882,54 km, mientras las líneas de transmisión de 230 kv tiene una longitud de 1.722,46 km (véase tabla N°5)

**Tabla N°5:**  
**Subestaciones de transmisión de energía**

Subestación	Voltaje (kv)	Capacidad de la subestación (MVA)	Participación (%)
Santa Rosa	230	1.025	13
Pascuales	230	974	12
Molino	230	875	11
Milagro	230	447	6
Quevedo	230	444	6
Trinitaria	230	425	5
Machala	230	420	5
Salitral	138	400	5
Santo Domingo	230	322	4
Pomasqui	230	300	4
Totoras	230	267	3
San Gregorio	230	225	3
Dos Cerritos	230	220	3
Policentro	138	200	2
Sinincay	230	166	2
Portoviejo	138	150	2
Vicentina	138	148	2
Ibarra	138	139	2
Cuenca	138	133	2
Riobamba	230	133	2
Esmeraldas	138	75	1
Babahoyo	138	67	1
Loja	138	67	1
Mulalo	138	67	1
Santa Elena	138	67	1
Chone	138	60	1
Ambato	138	43	1
Orellana	138	33	0
Posorja	138	33	0
Puyo	138	33	0
Tena	138	33	0
Tulcan	138	33	0
Movil	138	32	0
Movil 2	69	10	0
Pucara	138		0
San Idelfonso	138		0
Zhoray	230		0

**Total**

**8.066,6**

**Fuente:** CONELEC

**Elaboración:** Javier Jurado

### 3.2.3 Distribución

Las empresas distribuidoras son las responsables de abastecer de energía a la población, dentro de una determinada área geográfica. La distribución de energía es una de las fases de mayor importancia en el flujo de la energía porque de las empresas distribuidoras depende la entrega de energía a las usuarias y usuarios finales para su consumo.

En Ecuador, la distribución de energía a los clientes se realiza a través las subestaciones y líneas de transmisión de la empresa transmisora Transelectric; y por medio de los sistemas de distribución administrados por sus respectivas empresas distribuidora en cada área geográfica concesionada.

Los sistemas de distribución tienen como función principal suministrar energía eléctrica a usuarios finales, a través de los elementos que conforman la red de distribución. Las empresas distribuidoras, para atender la demanda eléctrica de la clientela de su área de concesión, deben adquirir la energía mediante compra por contratos en el mercado eléctrico mayorista (MEM), y proveerse empleando la red de transporte (subestaciones y líneas de transmisión de CELEC-TRANSELECTRIC). También se puede abastecer de energía con generación propia, debido que poseen algunas empresas distribuidoras generadoras propias como: hidroeléctricas y térmicas, para abastecer la demanda de energía.<sup>38</sup>

En base a la reforma del sector eléctrico tras la aprobación del Mandato 15, fue creada la Corporación Nacional de Electricidad, que asumió los derechos y obligaciones a partir del mes de marzo del 2009 y opera en el sector eléctrico como empresa distribuidora de electricidad mediante gerencias regionales en diferentes lugares del país.

Las empresas cuya denominación dejó de existir son: Empresa Eléctrica Esmeraldas, Regional Manabí, Santo Domingo, Regional Guayas-Los Ríos, Los Ríos, Milagro, Península de Santa Elena, El Oro, Bolívar y Regional Sucumbíos S.A. Mientras se mantienen con la denominación de Empresas Eléctricas las siguientes: Norte, Quito, Ambato, Cotopaxi, Riobamba, Azogues, Centro Sur, Sur y Galápagos; en el caso especial de la Empresa Eléctrica de Guayaquil reemplazó a la Corporación para la Administración Temporal Eléctrica de Guayaquil (CATEG)

#### **Cobertura del Servicio Eléctrico**

Las empresas responsables de prestar el servicio público de electricidad en el 2010 fueron: la Unidad Eléctrica de Guayaquil, nueve empresas eléctricas y las diez gerencias regionales que conforman la Corporación Nacional de Electricidad.

Las gerencias regionales de la Corporación Nacional de Electricidad son: Sucumbíos, Manabí, Esmeraldas, Guayas Los Ríos, Santa Elena, El Oro, Santo Domingo, Milagro, Los Ríos y Bolívar. Las empresas eléctricas son: Ambato, Centro Sur, Sur, Quito, Norte, Galápagos, Riobamba, Cotopaxi, Azogues y la Unidad Eléctrica de Guayaquil. Cada

---

<sup>38</sup> Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC)-Boletín estadístico 2010-  
<http://www.conelec.gob.ec/documentos.php?cd=3050&l=1>-pag 130

empresa distribuidora brinda el servicio de electricidad a una o más provincias del país (véase tabla N° 6).

**Tabla N° 6:**  
**Área concesionada de empresas distribuidoras de energía (2010)**

<b>Empresas distribuidoras</b>	<b>Cobertura de provincias</b>
CNEL-Bolívar	Bolívar
CNEL-El Oro	El Oro y una parte de Azuay
CNEL-Esmeraldas	Esmeraldas
CNEL-Guayas Los Ríos	Guayas, Los Ríos, una parte de Manabí, una parte de Cotopaxi y una parte de Azuay
CNEL-Los Ríos	Una parte de Los Ríos, una parte de Guayas, una parte de Bolívar y una parte de Cotopaxi
CNEL-Manabí	Manabí
CNEL-Milagro	Una parte de Guayas, una parte de Cañar y una parte de Chimborazo
CNEL-Santa Elena	Una parte de Guayas, Santa Elena
CNEL-Santo Domingo	Santo Domingo y una parte de Esmeraldas
CNEL-Sucumbíos	Sucumbíos, Napo y Orellana
E.E Azogues	Cañar
E.E Centro Sur	Azuay, una parte de Cañar y Morona
E.E Cotopaxi	Cotopaxi
E.E Galapagos	Galapagos
E.E Guayaquil	Una parte de Guayas
E.E Norte	Carchi, Imbabura, una parte de Pichincha y una parte de Sucumbíos
E.E Quito	Pichincha y una parte de Napo
E.E Riobamba	Chimborazo
E.E Sur	Loja, Zamora y una parte de Morona
E.E. Ambato	Tungurahua, Pastaza, una parte de Morona y una parte de Napo

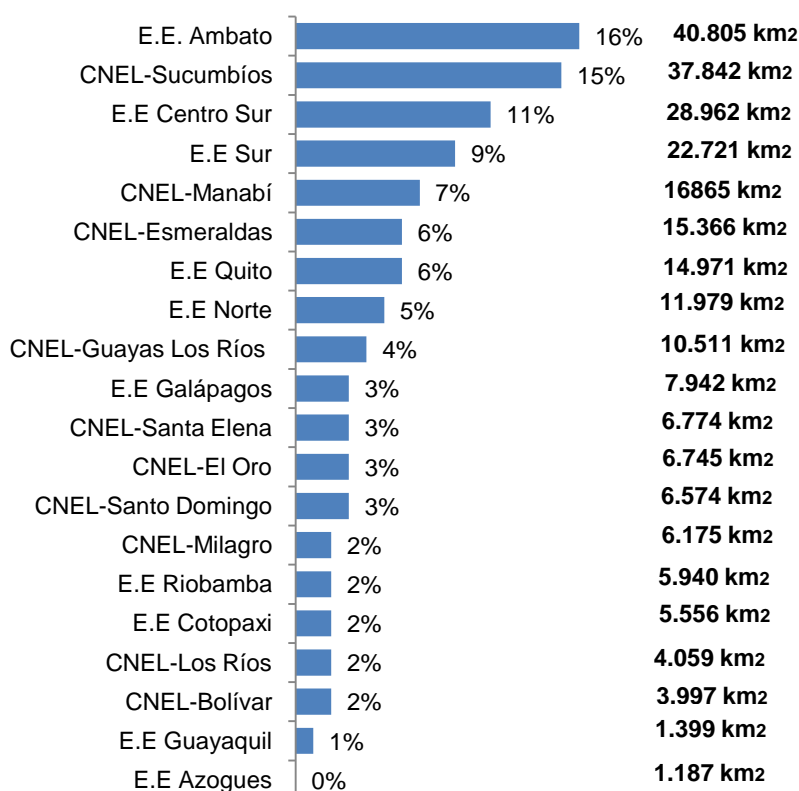
**Fuente:** CONELEC

**Elaboración:** Javier Jurado

El área total concesionada para el suministro de energía eléctrica es 256.370 Km<sup>2</sup>, siendo las empresas con mayor área de concesión: Ambato, Sucumbíos, Centro Sur y Sur; debido que poseen una área de concesión mayor a los 20.000 Km<sup>2</sup>. Mientras las empresas con un área de concesión menor a los 2000 Km<sup>2</sup> son: Guayaquil y Azogues.

La Corporación Nacional de Electricidad abarca una superficie de 114.907Km<sup>2</sup>, equivalente al 45% del territorio del país, mientras las empresas eléctricas poseen una superficie de 141.463Km<sup>2</sup>, que representa el 55% área total concesionada para el suministro de energía (véase gráfico N°9).

**Gráfico N 9:**  
**Cobertura de energía por empresa distribuidora de energía (2010)**



**Fuente:** CONELEC

**Elaboración:** Javier Jurado

Según el censo de población y vivienda realizado por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INEC) en el 2010, 9 de cada 10 viviendas en el Ecuador, poseen servicio eléctrico, cubriendo a 3'499.701 hogares de 3'748.919 hogares que existen en total en el país, que representan el 93% de los hogares. El área urbana tiene mayor cobertura de energía que el área rural, debido que un 94% de las viviendas del sector urbano poseen el servicio, mientras en el sector rural es de 90%.

Las empresas eléctricas de Quito y Galápagos cubren la totalidad de sus áreas concesionadas con energía eléctrica, alcanzan a cubrir el 99% de las viviendas que existe en su respectiva área concesionada. Sin embargo, otras empresas distribuidoras: Norte, Oro, Azogues, Centro Sur, Ambato, Sur, Guayaquil, Santo Domingo y Milagro cubren de energía eléctrica a más del 93% del total de viviendas que existen en el país.

Las empresas distribuidoras que se encuentran por debajo del promedio de cobertura de energía son: Sucumbíos (83%), Esmeraldas (86%), Santa Elena (88%), Bolívar (88%) y Los Ríos (88%), debido que cubren menos del 90% del total de viviendas que existen en el país (véase tabla N° 7).

**Tabla N° 7:**  
**Número de viviendas con servicio eléctrico**

<b>Empresas distribuidoras</b>	<b>Viviendas con servicio eléctrico</b>	<b>Total de viviendas en la población</b>	<b>Cobertura de energía</b>
<b>E.E Quito</b>	<b>694.011</b>	<b>700.009</b>	<b>99%</b>
<b>E.E Galápagos</b>	<b>7.096</b>	<b>7.161</b>	<b>99%</b>
<b>E.E Norte</b>	<b>167.876</b>	<b>173.149</b>	<b>97%</b>
<b>CNEL-EI Oro</b>	<b>166.060</b>	<b>171.670</b>	<b>97%</b>
<b>E.E Azogues</b>	<b>21.341</b>	<b>22.435</b>	<b>95%</b>
<b>E.E Centro Sur</b>	<b>218.757</b>	<b>231.549</b>	<b>94%</b>
<b>E.E. Ambato</b>	<b>163.859</b>	<b>174.672</b>	<b>94%</b>
<b>E.E Sur</b>	<b>126.789</b>	<b>135.833</b>	<b>93%</b>
<b>E.E Guayaquil</b>	<b>545.993</b>	<b>585.522</b>	<b>93%</b>
<b>CNEL-Santo Domingo</b>	<b>129.343</b>	<b>139.238</b>	<b>93%</b>
<b>CNEL-Milagro</b>	<b>123.934</b>	<b>133.890</b>	<b>93%</b>
<b>E.E Riobamba</b>	<b>110.872</b>	<b>120.471</b>	<b>92%</b>
<b>E.E Cotopaxi</b>	<b>82.620</b>	<b>90.734</b>	<b>91%</b>
<b>CNEL-Manabí</b>	<b>279.174</b>	<b>309.225</b>	<b>90%</b>
<b>CNEL-Guayas Los Rios</b>	<b>276.466</b>	<b>308.487</b>	<b>90%</b>
<b>CNEL-Los Rios</b>	<b>98.854</b>	<b>112.293</b>	<b>88%</b>
<b>CNEL- Bolívar</b>	<b>41.468</b>	<b>47.110</b>	<b>88%</b>
<b>CNEL-Santa Elena</b>	<b>85.987</b>	<b>98.069</b>	<b>88%</b>
<b>CNEL-Esmeraldas</b>	<b>98.777</b>	<b>114.551</b>	<b>86%</b>
<b>CNEL-Sucumbíos</b>	<b>60.424</b>	<b>72.851</b>	<b>83%</b>
<b>TOTAL VIVIENDAS</b>	<b>3'499.701</b>	<b>3'748.919</b>	<b>93%</b>

**Fuente:** INEC

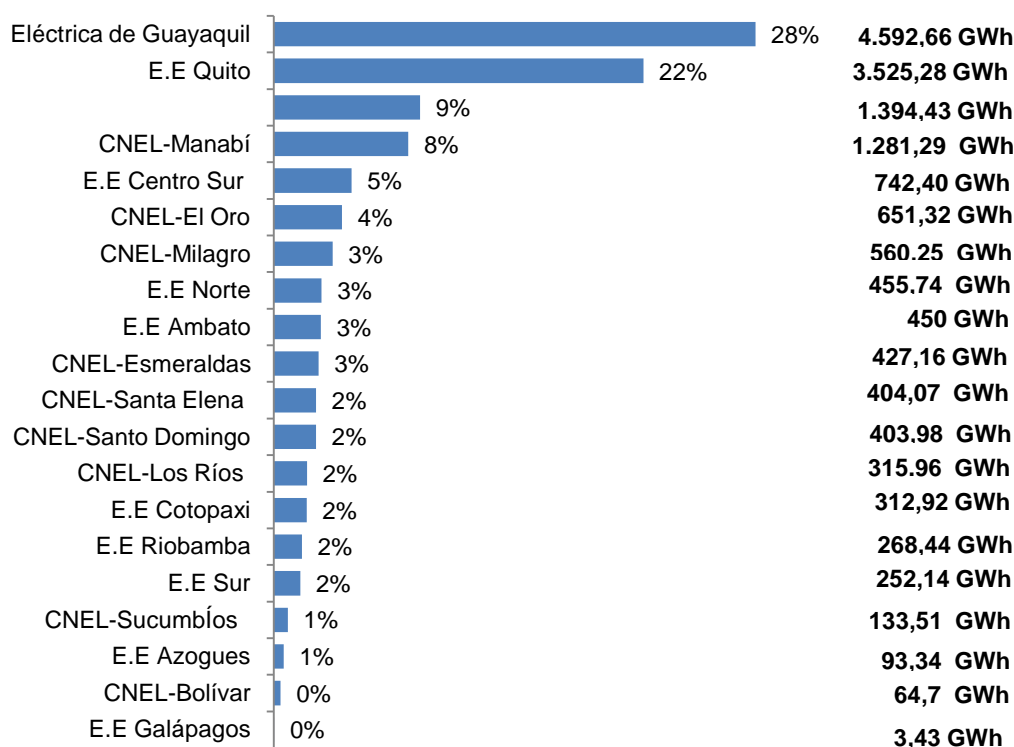
**Elaboración:** Javier Jurado

### **Demanda de energía de las empresas distribuidoras**

La demanda total de energía de las empresas distribuidoras en el 2010 fue de 16.333,02GWh, se concentró el 50% de la demanda total de energía en las empresas eléctricas de Guayaquil y Quito. Estas dos empresas suministran el servicio eléctrico a las dos principales ciudades del país, con grandes poblaciones y gran movimiento comercial e industrial. Cabe destacar que las gerencias regionales CNEL representan el 34% de la demanda total de energía (véase gráfico N° 10).



**Gráfico N 10:**  
**Demanda total de energía por empresa distribuidora (2010)**



**Fuente:** CONELEC

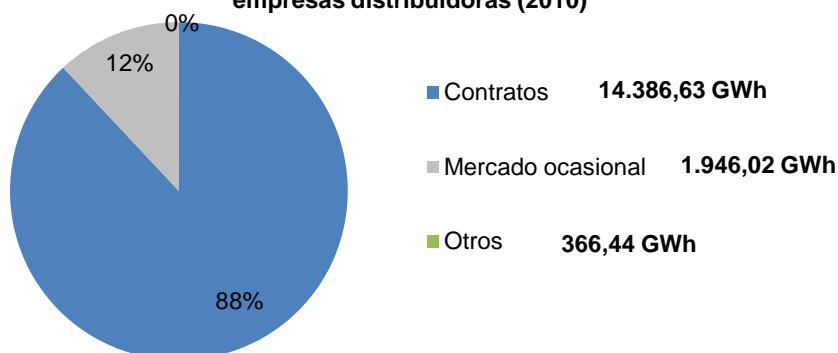
**Elaboración:** Javier Jurado

### Compra de energía de las empresas distribuidoras

Las empresas distribuidoras compraron la mayor parte de la energía requerida en el mercado eléctrico mayorista (90%); en menor cantidad a autogeneradoras (5%) y a distribuidoras vecinas (5%) para atender a pequeñas localidades que no atienden sus redes eléctricas no podían atenderlas.

Las distribuidoras durante el 2010 compraron 16.333,02GWh, de los cuales 14.386,63GWh (88%) se adquirió a través de contratos y 1.946,02 GWh (12%) se adquirió en el mercado ocasional (véase gráfico N° 11).

**Gráfico N 11:**  
**Tipo de transacción para la compra de energía por parte de las empresas distribuidoras (2010)**



**Fuente:** CONELEC **Elaboración:** Javier Jurado

Se facturó \$ 643 millones de dólares por el total de compra de energía en contratos (14.386,63 GWh) a un precio medio de 4,37 centavos por KWh. Mientras se facturó \$ 143 millones de dólares por el total de compra de energía en el mercado ocasional (1.946,02 GWh) a un precio medio de 12,66 centavos porKWh. Por tanto, en el 2010, se facturó un total de \$ 785 millones de dólares a las empresas distribuidoras para la compra de 16.699,09 GWh a un precio medio de 5,44 centavos porKWh (véase tabla N° 8).

**Tabla N° 8:**  
**Tipo de transacción para compra de energía por las empresas distribuidoras de energía (2010)**

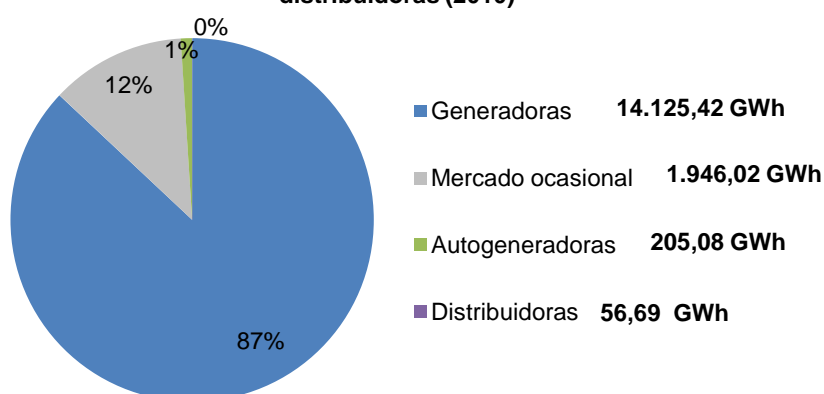
<b>Tipo de transacción</b>	<b>Compra de energía (GWh)</b>	<b>Facturación (dólares)</b>	<b>Facturación (%)</b>	<b>Precio medio (centavo por KWh)</b>
Contratos	14.386,63	642'700.000	82	4,37
Mercado ocasional	1.946,02	142'460.000	18	12,66
<b>TOTAL</b>	<b>16.333,33</b>	<b>785'160.000</b>	<b>100</b>	<b>5,44</b>

**Fuente:** CONELEC

**Elaboración:** Javier Jurado

De los 16.333 GWh, la mayor parte de esa energía fue abastecida por generadoras con 14.125,42 GWh (86%), el mercado ocasional aportó 1.946,02 GWh (12%), autogeneradoras 205,08GWh (1%) y entre empresas distribuidoras de energía se registraron transacciones por 56,69 GWh (0%) (Véase gráfico N°12).

**Gráfico N 12:**  
**Tipo de proveedor para la compra de energía por parte de las empresas distribuidoras (2010)**



**Fuente:** CONELEC

**Elaboración:** Javier Jurado

La mayoría de las empresas distribuidoras adquieren el 89% de su demanda de energía mediante contratos y un 11% mediante el mercado ocasional. No obstante, El Oro adquiere 182,12GWh por el mercado ocasional, que representa el 28% de la demanda total de energía de esta empresa distribuidora, siendo mayor al promedio (12%). Además Galápagos adquiere toda su demanda de energía mediante contratos (véase tabla N° 9)

**Tabla N° 9:**  
**Tipo de transacción de compra de energía por empresa distribuidora de energía eléctrica (2010)**

<b>Empresas distribuidoras</b>	<b>Total</b>	<b>Mercado ocasional</b>		<b>Contratos</b>	
	<b>Energía (GWh)</b>	<b>Energía (GWh)</b>	<b>Participación sobre demanda total (%)</b>	<b>Energía (GWh)</b>	<b>Participación sobre demanda total (%)</b>
CNEL-Bolívar	64,7	7,21	11	57,42	89
CNEL-EI Oro	651,32	182,12	28	469,21	72
CNEL-Esmeraldas	427,16	48,84	11	378,32	89
CNEL-Los Ríos	315,96	34,86	11	281,1	89
CNEL-Manabí	1.281,29	142,21	11	1.139,08	89
CNEL-Milagro	560,25	60,79	11	499,47	89
CNEL-Santa Elena	404,07	44,57	11	359,5	89
CNEL-Santo Domingo	403,98	44,26	11	359,73	89
CNEL-Sucumbíos	133,51	15,24	11	118,27	89
CNEL-Guayas, Los Ríos	1.394,43	156,2	11	1.238,23	89
E.E Ambato	450	52,64	12	397,06	88
E.E Azogues	93,34	10,63	11	82,71	89
E.E Centro Sur	742,4	87,01	12	655,39	88
E.E Cotopaxi	312,92	36,22	12	276,71	88
E.E Galápagos	3,43		0	3,43	100
E.E Norte	455,74	51,86	11	403,88	89
E.E Quito	3.525,28	390,72	11	3.134,55	89
E.E Riobamba	268,44	30,01	11	238,43	89
E.E Sur	252,14	28,11	11	224,02	89
Eléctrica de Guayaquil	4.592,66	522,54	11	4.070,12	89
<b>TOTAL</b>	<b>16.333</b>	<b>1.946</b>	<b>12</b>	<b>14.387</b>	<b>88</b>

**Fuente:** CONELEC

**Elaboración:** Javier Jurado

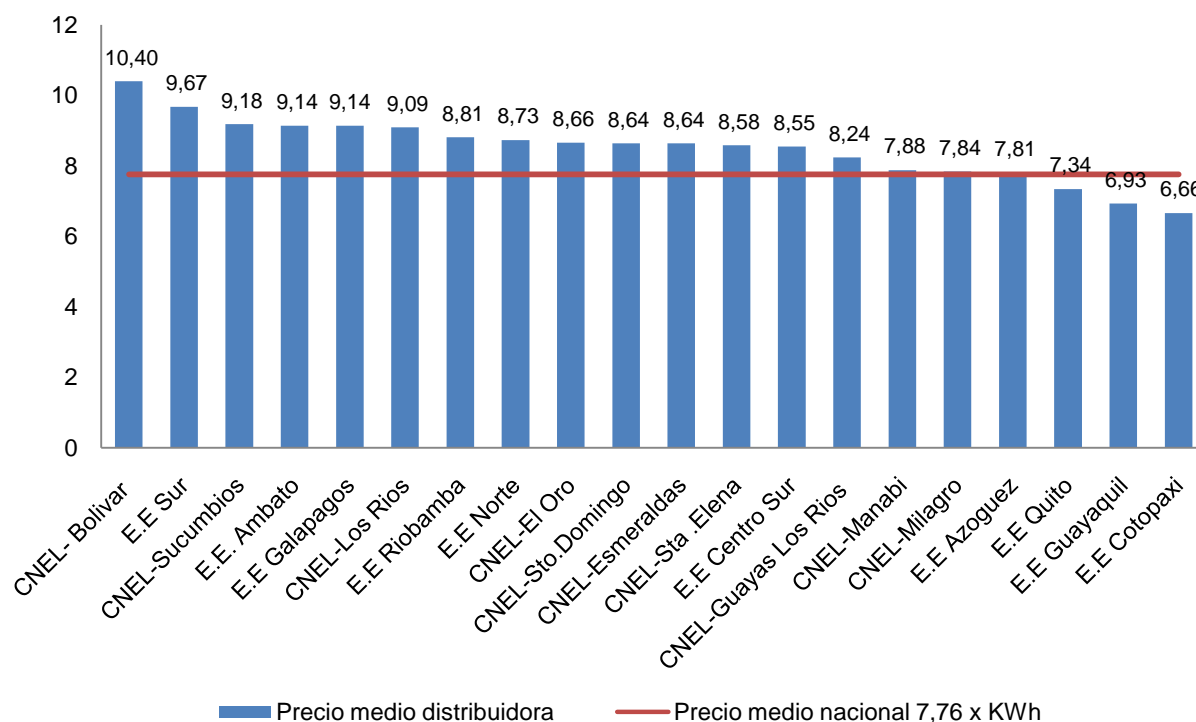
### **Precios medios de las empresas distribuidoras**

Los precios medios que registran las distribuidoras es la relación entre la energía total demandada por la empresa distribuidora y el total de ingresos que recibieron por la comercialización de esta energía a clientes finales. Por tanto, en el 2010 el precio medio nacional de energía eléctrica a clientes finales fue de 7,76 centavos por kWh.

De las 20 empresas distribuidoras, tan solo 3 empresas distribuidoras registran precios medios menor al precio medio nacional, las cuales son: Quito (7,34 centavos x kWh), Guayaquil (6,93 centavos x kWh) y Cotopaxi (6,66 centavos x kWh)

El resto de empresas distribuidoras de energía tienen precios medios mayores al precio medio nacional (7,76 centavos x kWh). Pero las empresas que registran una mayor diferencia negativa con el precio medio nacional son: Bolívar (10,40 centavos x kWh), Sur (9,67 centavos x kWh), Sucumbíos (9,18 centavos x kWh), Ambato (9,14 centavos x kWh), Galápagos (9,14 centavos x kWh) y Los Ríos (9,09 centavos x kWh) (véase gráfico N°13).

**Gráfico N 13:**  
**Precios medios de energía por empresa distribuidoras centavos por KWh (2010)**



**Fuente:** CONELEC

**Elaboración:** Javier Jurado

### 3.2.4 Clientes finales

Los clientes finales de las empresas distribuidoras de energía eléctrica se clasifican en dos grandes grupos:

- Clientes regulados: son aquellos cuya facturación se rige a lo dispuesto en el pliego tarifario.
- Clientes no regulados: son aquellos cuya facturación por el suministro de energía obedece a un contrato, realizado entre la empresa distribuidora que suministra la energía y los clientes que la reciben.

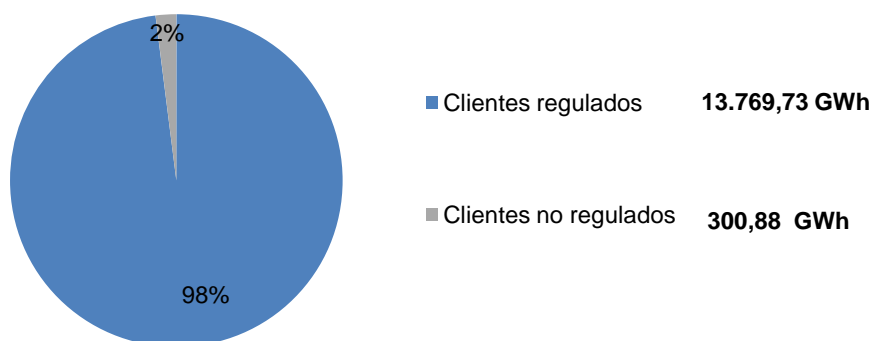
El CONELEC es la institución encargada de establecer tarifas que las empresas eléctricas aplicarán a sus usuarios de energía regulados. Mientras para los no regulados, estos precios se establecen mediante un contrato determinado por el mercado eléctrico mayorista (MEM), este precio se divide en: servicios de mercado, siendo la CENACE el encargado de determinar este costo; y servicios de transmisión que son brindados por CELEC-TRANSELECTRIC.<sup>39</sup>

<sup>39</sup> Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC)-Boletín estadístico 2010-  
<http://www.conelec.gob.ec/documentos.php?cd=3050&l=1>-pag 132

## Demanda de Energía

La energía facturada a los clientes finales de las distribuidoras fue de 14.076,71 GWh; de esta energía 13.769,73 GWh (98%) demandaron los clientes regulados, y 300,88 GWh (2%) los clientes no regulados (véase gráfico N°14).

**Gráfico N 14:**  
**Demanda de energía por tipo de cliente (2010)**

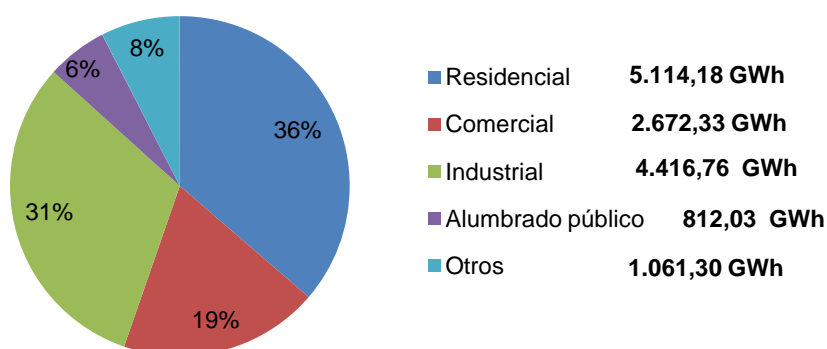


**Fuente:** CONELEC  
**Elaboración:** Javier Jurado

Existen cinco tipos de clientes finales de energía según el tipo de consumo de la energía eléctrica: residencial, comercial, industrial, alumbrado público y otros.

El sector de mayor consumo en el 2010 fue el residencial con una demanda de 5.114 GWh, que representa el 36% del total de la energía facturada a clientes finales; también el sector industrial tiene una demanda importante de 4.417 GWh, que representa el 31%. Mientras el sector comercial representa el 19% del total de energía facturada a clientes finales (véase gráfico N°15).

**Gráfico N 15:**  
**Demanda de energía por sectores de consumo (2010)**



**Fuente:** CONELEC  
**Elaboración:** Javier Jurado

Los clientes finales de las empresas eléctricas demandaron un total de energía de 14.076,61 GWh y se recaudó el 96% del total de energía facturada \$ 1.092 millones de dólares. Las empresas distribuidoras Esmeraldas y Los Ríos, tan solo recaudan el 65% del valor total facturado; además otras empresas distribuidoras como Manabí y Esmeraldas

recaudan el 80% del valor total facturado, siendo menor al promedio nacional de recaudación (96%)(Véase tabla N°10).

**Tabla N°10:**  
**Tipo de transacción para compra de energía por empresa distribuidoras (2010)**

<b>Empresa</b>	<b>Total facturado (\$)</b>	<b>Total recaudado (\$)</b>	<b>Recaudación (%)</b>
Eléctrica de Guayaquil	268'400.000	273'990.000	100
E.E. Quito	246'960.000	247'360.000	100
CNEL-Guayas Los Ríos	88'830.000	86'570.000	97
<b>CNEL-Manabí</b>	<b>65'940.000</b>	<b>53'030.000</b>	<b>80</b>
E.E. Centro Sur	61'900.000	59'570.000	96
E.E. Azogues	47'200.000	45'520.000	96
E.E. Ambato	39'530.000	38'740.000	98
E.E. Norte	36'230.000	36'210.000	100
CNEL-Milagro	34'090.000	30'630.000	90
CNEL-Santo Domingo	31'550.000	31'980.000	100
CNEL-Santa Elena	29'210.000	28'060.000	96
<b>CNEL-Esmeraldas</b>	<b>26'790.000</b>	<b>17'540.000</b>	<b>65</b>
E.E. Cotopaxi	23'750.000	22'950.000	97
E.E. Sur	21'320.000	21'300.000	100
E.E. Riobamba	20'750.000	20'700.000	100
<b>CNEL-Los Ríos</b>	<b>20'330.000</b>	<b>13'120.000</b>	<b>65</b>
CNEL-Sucumbíos	13'660.000	12'320.000	90
E.E. Azogues	6'920.000	6'400.000	92
<b>CNEL-Bolívar</b>	<b>5'590.000</b>	<b>4'440.000</b>	<b>79</b>
E.E. Galápagos	2'720.000	2'660.000	98
<b>TOTAL</b>	<b>1.091'660.000</b>	<b>1.053'090.000</b>	<b>96</b>

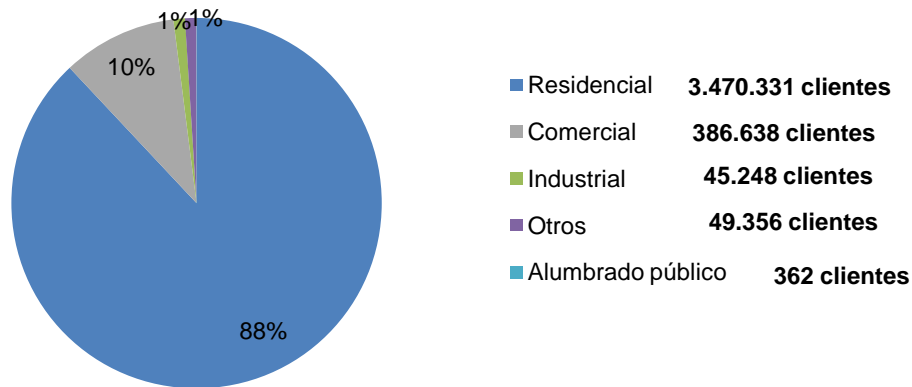
**Fuente:** CONELEC

**Elaboración:** Javier Jurado

### **3.2.4.1 Clientes regulados**

La facturación de la energía consumida por clientes regulados, se rige por el pliego tarifario establecido por el CONELEC y sujeto a la ley de régimen del sector eléctrico, ley orgánica de defensa del consumidor y a sus respectivos reglamentos para la prestación del servicio. A diciembre de 2010, se registra un total de 3.951.935 clientes regulados y se divide por sector de consumo: residencial, comercial, industrial y alumbrado público. En total existen 3'470.331 clientes residenciales, que concentra el 88% del total de clientes regulados de energía; mientras 386.638 clientes eran comerciales, que representa el 10% del total de clientes regulados de energía (véase gráfico N°16).

**Gráfico N 16:**  
**Número de clientes regulados (2010)**

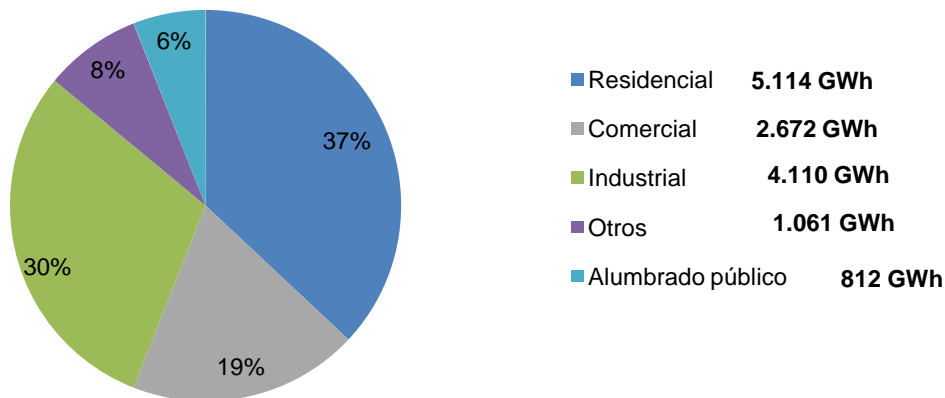


**Fuente:** CONELEC

**Elaboración:** Javier Jurado

Los clientes regulados de las empresas distribuidoras de energía eléctrica demandaron 13.769 GWh en el 2010, por un valor facturado de \$ 1.092 millones de dólares; recaudando \$ 1.052 millones, que representa el 96% del valor facturado. El sector residencial demandó un total 5.114 GWh, que representa el 37% de la demanda total de energía; el sector industrial a pesar de tener pocos clientes, es un sector que demanda bastante energía para el desarrollo de sus productos o servicios, debido que representa el 30% de la demanda total de energía; y por último el sector comercial consume 2.672 GWh que representa el 19% de la demanda total de energía por parte de los clientes regulados (véase gráfico N°17)

**Gráfico N 17:**  
**Demanda de energía por tipo de clientes regulados (2010)**

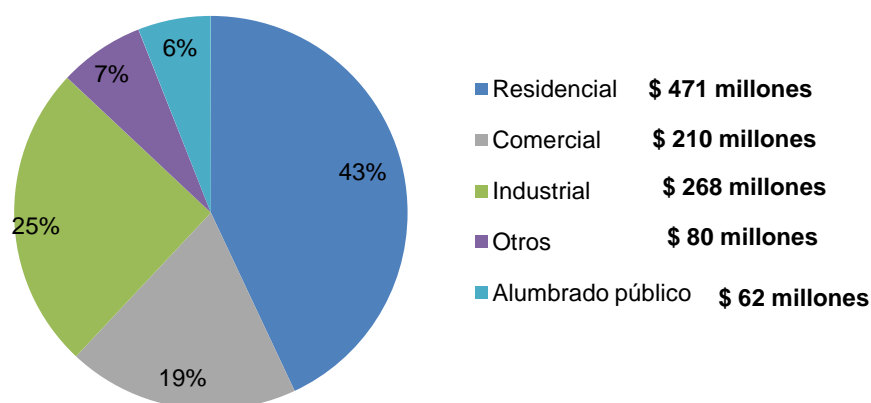


**Fuente:** CONELEC

**Elaboración:** Javier Jurado

El sector residencial facturó un total de \$471 millones de dólares, que representa el 43% de la facturación total de energía; en el sector industrial se facturó \$268 millones de dólares y concentra el 25% de los ingresos totales de las empresas distribuidoras y en el sector comercial se facturó 210 millones, que representa el 19% de la facturación total de energía (véase gráfico N°18).

**Gráfico N° 18:**  
**Facturación de energía por tipo de clientes regulados (2010)**



**Fuente:** CONELEC  
**Elaboración:** Javier Jurado

El precio medio nacional de facturación total de energía eléctrica para clientes regulados fue de 7,93 centavos porKWh y como se puede ver en la tabla N° 11, el precio medio residencial es de 9,22 centavos porKWh, mayor al precio medio nacional. No obstante, el precio medio en los otros sectores es menor al precio medio nacional. El comercial es de 9,22 centavos porKWh y el industrial es de 6,53 centavos por KWh.

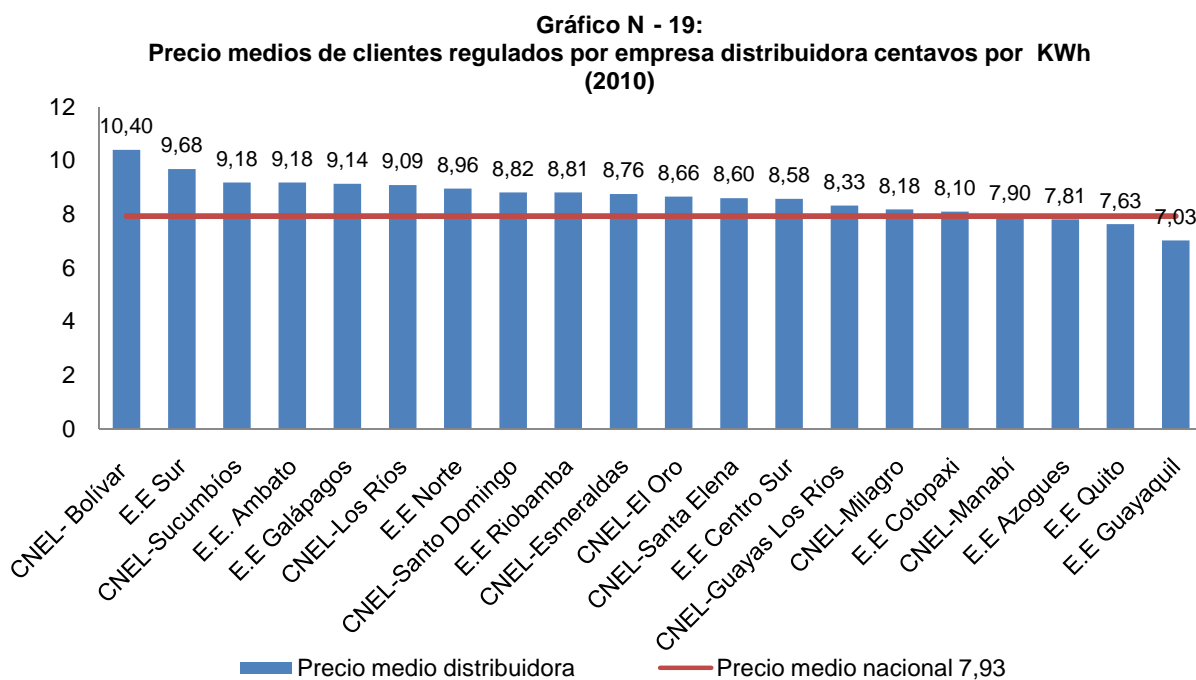
**Tabla N°11:**  
**Precios medios por tipo de usuarias y usuarios regulados (2010)**

Tipo de clientes regulados	Precio medio nacional (centavos por KWh)
Residencial	9,22
Comercial	7,85
Industrial	6,53
Alumbradopúblico	9,86
Otros	5,86

**Fuente:** CONELEC  
**Elaboración:** Javier Jurado

Por empresa distribuidora los precios medios de las empresas eléctricas de Quito y Guayaquil son menores al precio medio nacional. Las demás empresas tienen precios medios mayores al nacional, pero las empresas como: Bolívar y Sur tienen los precios medios más altos de todas las distribuidoras (véase gráfico N°19).

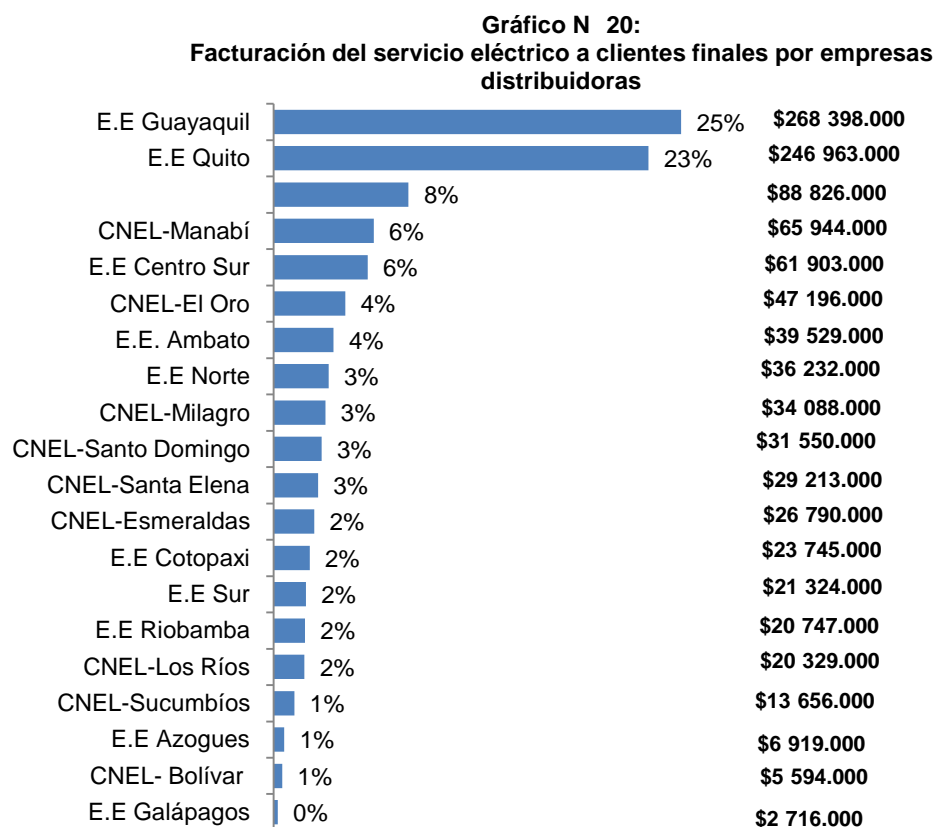




**Fuente:** CONELEC

**Elaboración:** Javier Jurado

La facturación total de energía eléctrica a clientes regulados fue de \$ 1.092 millones de dólares, de las cuales \$ 269 millones de dólares se facturó en Guayaquil y \$247 millones de dólares en Quito, que concentra el 48% de la facturación total del servicio eléctrico en estas dos ciudades principales del país (véase gráfico N°20).



**Fuente:** CONELEC **Elaboración:** Javier Jurado

## Consumo per cápita de energía de clientes regulados de energía

Los clientes regulados representan el 98% de los clientes finales de energía. Por tanto, es importante analizar cuanta energía consumen los clientes regulados de las diferentes empresas distribuidoras de energía eléctrica. Para esto se mide el consumo per cápita, que corresponde a la relación entre el consumo de energía medida en MWh y el número total de clientes regulados.

Por tanto, como se puede observar en la tabla N°12, el consumo per cápita de energía eléctrica a nivel nacional es de 3,5 MWh, siendo el consumo mucho mayor en clientes regulados de la empresa eléctrica de Guayaquil con un consumo de 6,7 MWh por cliente y en Guayas Los Ríos con un consumo de 4,2 MWh por cliente.

Las empresas eléctricas con bajo consumo de energía son: Norte (2,1MWh por cliente regulado), Ambato (2MWh por cliente regulado), Riobamba (1,6 MWh por cliente regulado), Sur (1,4 MWh por cliente regulado) y Bolívar (1MWh por cliente regulado).

**Tabla N°12:**  
**Consumo per cápita de energía eléctrica por empresa distribuidora (2010)**

<b>Empresas Distribuidoras</b>	<b>Energía (MWh)</b>	<b>Clientes</b>	<b>Consumo per cápita (MWh)</b>
E.E Guayaquil	3'816.000	567.007	6,7
CNEL-Guayas Los Rios	1'067.000	257.072	4,2
E.E Quito	3'236.000	849.080	3,8
E.E Galapagos	30.000	8.273	3,6
CNEL-Sta .Elena	340.000	101.800	3,3
CNEL-Milagro	417.000	126.219	3,3
CNEL-Manabi	835.000	253.774	3,3
CNEL-Esmeraldas	306.000	104.687	2,9
E.E Cotopaxi	293.000	101.157	2,9
E.E Azogues	89.000	30.907	2,9
CNEL-EI Oro	545.000	196.266	2,8
CNEL-Los Rios	224.000	88.246	2,5
CNEL-Sto.Domingo	356.000	143.036	2,5
CNEL-Sucumbios	149.000	62.006	2,4
E.E Centro Sur	722.000	300.480	2,4
E.E Norte	405.000	195.545	2,1
E.E. Ambato	431.000	211.144	2,0
E.E Riobamba	236.000	147.116	1,6
E.E Sur	220.000	155.604	1,4
CNEL- Bolivar	54.000	52.516	1,0
<b>TOTAL</b>	<b>13'771.000</b>	<b>3'951.935</b>	<b>3,5</b>

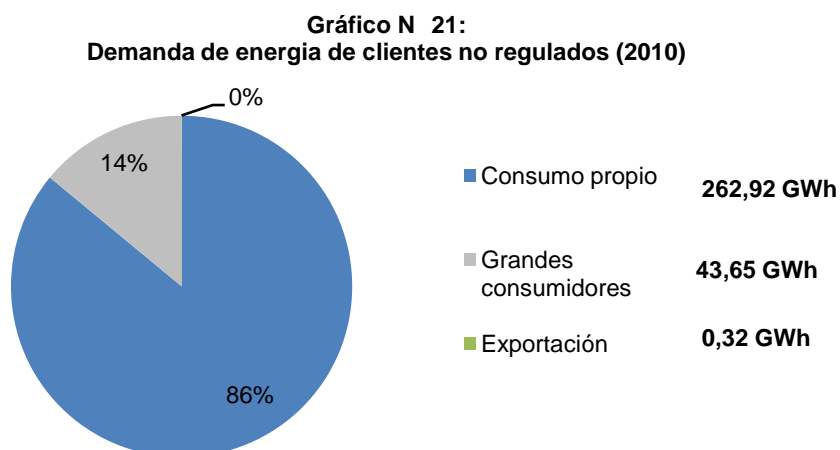
**Fuente:** CONELEC

**Elaboración:** Javier Jurado

### 3.2.4.2 Clientes no regulados

Las empresas distribuidoras, prestan sus servicios a los clientes no regulados, suministrándoles energía mediante contratos a plazo o brindando el transporte de energía a través de sus sistemas de distribución. Los clientes no regulados se clasifican en consumo propio de las empresas que generan energía, grandes consumidores y exportaciones.

Las transacciones por provisión de energía a los clientes que mantienen contratos a plazos, no fijan el precio del suministro de energía mediante el pliego tarifario. También existen un tipo de clientes no regulados que no tienen contratos suscritos con alguna empresa distribuidora, ya que adquieren su energía de otros agentes, pero reciben una factura por servicios de peajes de distribución por utilizar las instalaciones de la empresa eléctrica correspondiente. Como se puede ver en el gráfico N°21, la energía entregada a clientes no regulados en el 2010 fue de 306,56 GWh, el 86% (262,92 GWh) se entregó para el consumo propio de las empresas generadoras de energía y para las grandes empresas se entregó 46,65 GWh que representó el 14%.



**Fuente:** CONELEC

**Elaboración:** Javier Jurado

Por el total de energía entregada a este tipo de clientes (306,56 GWh) se facturó aproximadamente 2 millones de dólares a un precio medio de 0,78 centavos por KWh. El 90% de la facturación total de energía a clientes no regulados pertenece al consumo propio de las empresas generadoras (véase tabla N° 13).

**Tabla N°13:**  
**Consumo per cápita de energía eléctrica por empresa distribuidora (2010)**

Clientes no regulados	Facturación total (dólares)	Precios medios (centavos por Kwh)
Consumo propio	2'149.030	0,82
Grandes consumidores	210.410	0,48
Exportación	33.110	10,41
<b>TOTAL</b>	<b>2'392.550</b>	<b>0,78</b>

**Fuente:** CONELEC

**Elaboración:** Javier Jurado

## Grandes consumidores de energía

Las grandes instituciones consumidores de energía son industrias o empresas que por tener un consumo muy elevado reciben un tratamiento especial. Puede haber más de un tipo de gran consumidor, según la cantidad de energía o potencia que consumen de energía.

Estas grandes empresas consumidores de energía, acceden a precios libremente pactados con la empresa distribuidora o compra directamente en el mercado mayorista. Los requisitos para ser considerado como gran consumidor, se basan en la regulación N° CONELEC-001/06 de 18 de enero de 2006 y aprobación de su calificación ante el Consejo Nacional de Electricidad.

Las grandes empresas consumidores de energía, demandó un total de 43.646 MWh en el 2010, facturando \$ 210 mil dólares a un precio de 0,48 centavos por kWh. Entre las grandes empresas consumidoras de energía se destaca Acosa con un consumo de 29.822 MWh, que representa el 68% de la demanda total de energía de los grandes consumidores (véase tabla N°14).

**Tabla N°14:**  
**Demanda de energía de grandes consumidores (2010)**

<b>Cliente</b>	<b>Area Concesión</b>	<b>Energía(MWh)</b>	<b>Facturación(USD)</b>	<b>Precio medio (centavo x kWh)</b>
Acosa	E.E Cotopaxi	29.822	120.807	0,41
Ecudos S.A	CNEL-Milagro	227	5.750	2,53
Papelera Nacional S.A	CNEL-Milagro	12.407	52.327	0,42
Sociedad Agrícola San Carlos	CNEL-Milagro	1.190	31.522	2,65
<b>TOTAL GENERAL</b>		<b>43.646</b>	<b>210.406</b>	<b>0,48</b>

**Fuente:** CONELEC

**Elaboración:** Javier Jurado

## Consumo Propio

Los clientes no regulados considerados como consumidores propio se define como la demanda de potencia y energía de las instalaciones de una persona natural o jurídica, que a su vez es propietaria, accionista o tiene participaciones en la empresa autogeneradora.

La demanda de energía de este grupo en el 2010 fue de 262,92 GWh, que se reparte al consumo industrial (262,04 GWh) y comercial (0,88 GWh). Por tanto, se destina casi el 100% de energía para el sector industrial.

Del total de energía destinada al consumo industrial, se destinó el 70% a consumo propios de Hidrobanico (184,46 GWh), el 20% a consumos propios de Enermax (53,57 GWh) y el 10% a consumos propios del resto de empresas (24,88 GWh).

El precio medio por impuestos y peajes por la utilización de las redes de distribución para el transporte de la energía eléctrica fue de 1,25 dólares por kWh. Durante el 2010 se registraron un total de 80 empresas calificadas como consumos propios, de acuerdo a la Regulación N° CONELEC-001/02, impuesto el 6 de marzo de 2002 (véase tabla N° 15).

**Tabla N° 15**  
**Demanda de energía de consumidores propios (2010)**

Cliente	Energía(MWh)	Cliente	Energía(MWh)	Cliente	Energía(MWh)
Alambrec	6.772	Enemax-Mall de los Andes	1.041	Enemax-Supermaxi America	469
Avícola San Isidro	7.239	Enemax-Mall del Sol	3.936	Enemax-Supermaxi Arcos	2.654
Codesa	4.022	Enemax-Mall del Sur	2.428	Enemax-Supermaxi Atahualpa	331
Delisoda	12.934	Enemax-Megamaxi Quito Norte	392	Enemax-Supermaxi Caracol	500
Electroandina	3.823	Enemax-Megamaxi Quito Sur	787	Enemax-Supermaxi Carcelen	403
Electrocordova	418	Enemax-Megamaxi San Luis	808	Enemax-Supermaxi Cumbaya	457
Ebc Guayaquil	26.028	Enemax-Multicentro	290	Enemax-Supermaxi El Bosque	721
Ebc Quito	12.901	Enemax – Planta Planificadora	455	Enemax-Supermaxi Eloy Alfaro	458
Ebc Santo Domingo	3.551	Enemax-Pofasa	861	Enemax-Supermaxi Garzota	1.278
Enemax-Aki Terminal Terrestre	1.272	Enemax S.S.G.G Mall de los Andes	588	Enemax-Supermaxi Ibarra	1.102
Enemax - Camal Santo Domingo	2.984	Enemax S.S.G.G Centro Comercial El Jardín	1.015	Enemax-Supermaxi Ñaquito	469
Enemax- Centro de Distribución	4.040	Enemax S.S.G.G Megamaxi Quito	165	Enemax-Supermaxi Manta	1.090
Enemax-Fiexplast	4.401	Enemax-Sukasa Cuenca	222	Enemax-Supermaxi Miraflores	605
Enemax-Gran Aki Manta	839	Enemax-Sukasa El Bosque	242	Enemax-Supermaxi El Jardín	565
Enemax-Gran Aki Outlet Duran	801	Enemax-Sukasa El Jardín	313	Enemax-Supermaxi Parque California	740
Enemax -Juguetón Mall del Sol	451	Enemax-Sukasa Mall del Sol	1.390	Enemax-Supermaxi Plaza Norte	338
Enemax-Juguetón Manta	235	Enemax-Supermaxi 12 de Octubre	345	Enemax-Supermaxi Plaza Valle	337
Enemax- Juguetón Plaza del Sur (Almendros)	421	Enemax-Supermaxi Aeropuerto	323	Enemax-Supermaxi Policentro 220	927
Enemax-Megamaxi Ceibos	2.528	Enemax-Supermaxi Alban Borja	1.387	Enemax-Supermaxi Policentro 440	176
Enemax-Megamaxi Condado	775	Enemax-Supermaxi Americas	615	Enemax-Supermaxi Quitumbe	351
Enemax-Supermaxi Recreo	677	Familia Sancela	33.719	KFC Planta Avícola Tambillo	189
Enemax-Supermaxi Santo Domingo	969	Gus Uyumbicho	1.640	Municipio Atuntaqui	2.463
Enemax-Supermaxi Tumbaco	526	Hidroservices	2.573	Novopan	18.274
Enemax-Supermaxi Vergel	726	Hospital Vozandes	2.492	Pintex	16.559
Enemax-Supermaxi Salinas	881	Ingenio Valdez	4.238	Plastiguayas	
Enemax- Todo Hogar Manta	349	Interfibra	17.498	Plastisacks	16.291
Sintofil	13.621	Uravia	1.225	<b>Total</b>	<b>262.919</b>

**Fuente:** CONELEC

**Elaboración:** Javier Jurado

## Capítulo 4: Tarifas eléctricas

Las tarifas eléctricas son los precios finales que pagan los clientes regulados de energía para beneficiarse del servicio de energía eléctrica, determinadas por el CONELEC, que es la institución encargada de establecer tarifas que las empresas distribuidoras aplican a los consumidores finales de energía. Según la codificación del reglamento de tarifas eléctricas, estas no están sujetas a personas naturales o jurídicas que hayan suscrito un contrato a plazo con alguna empresa generadora o distribuidora de energía para el suministro del servicio, es decir a los clientes no regulados.

La determinación de las tarifas eléctricas impuestas a los consumidores finales de energía, es clave para el desarrollo y eficiencia del sector eléctrico, debido que si no refleja los costos reales que incurren las empresas del sector eléctrico para suministrar dicho bien, puede afectar a las finanzas, planificación y gestión eficiente de dichas empresas.

### 4.1.1 *Categoría y grupos de tarifas*

De conformidad con el artículo 17 de la codificación del reglamento de tarifas eléctricas, se consideran tres categorías de tarifas por consumo: residencial, general y alumbrado público. También se clasifican tres grupos de tarifas por el nivel de tensión, las cuales son: alta tensión, media tensión y baja tensión.

#### **Categoría residencial**

Corresponde al servicio eléctrico destinado exclusivamente al uso doméstico de los consumidores, es decir, en la residencia de la unidad familiar independientemente del tamaño de la carga conectada. También se incluyen a los consumidores de escasos recursos económicos y bajos consumos que tienen integrada a su vivienda una pequeña actividad comercial o artesanal.

#### **Categoría general**

Corresponde al servicio eléctrico destinado por los consumidores en actividades diferentes a la categoría residencial y básicamente comprende el comercio, la industria y la prestación de servicios. Se consideran dentro de esta categoría las siguientes actividades:

- a) Locales y establecimientos comerciales públicos o privados
  - Tiendas, almacenes, salas de cines o teatro, restaurantes, hoteles y afines
  - Plantas de radio, televisión y cualquier otro servicio de telecomunicaciones
  - Clínicas y hospitales privados
  - Instituciones educativas privadas
  - Vallas publicitarias
  - Organismos internacionales, embajadas, legaciones y consulados
  - Asociaciones civiles y entidades con fines de lucro o sin fines de lucro

- Cámaras de comercio e industria tanto nacionales como extranjeras
- b) Locales públicos o privados destinados a la elaboración o transformación de productos por medio de cualquier proceso industrial y sus oficinas administrativas
- c) Instalaciones de bombeo de agua:
- Para agua potable, uso agrícola y piscícola
  - Para comunidades campesinas de escasos recursos económicos y sin fines de lucro
- d) Entidades de asistencia social
- Hospitales, centros de salud, asilos y similares del Estado
  - Instituciones de asistencia social de carácter privado sin fines de lucro previa a la aprobación de sus estatutos por parte del ministerio correspondiente.
- e) Entidades de beneficio público
- Guarderías, escuelas, colegios, universidades e instituciones similares del Estado.
  - Pequeños talleres industriales con los que cuentan algunas de estas instituciones educacionales indicadas anteriormente, cuyo objetivo es la capacitación técnica de los estudiantes.
- f) Entidades del sector público, de carácter seccional, regional y nacional
- g) Oficinas y locales de entidades deportivas
- h) Locales destinados a la enseñanza y predicción de las religiones, como capillas, iglesias, y centros de oración.

### **Categoría alumbrado público**

Se aplica a consumos destinados al alumbrado de calles, avenidas y vías de circulación pública como: iluminación de plazas, parques, monumentos de propiedad pública, sistemas ornamentales de fuentes públicas y señalamiento luminoso utilizados para el control de tránsito.

### **Grupo nivel de alta tensión**

Para voltajes de suministro en el punto de entrega superiores a 40 kv y asociados con la subtransmisión

### **Grupo nivel de media tensión**

Para voltajes de suministro en el punto de entrega entre 600 v y 40 kv. En este grupo se incluyen los consumidores que se conectan a la red de media tensión a través de transformadores de distribución de propiedad de la empresa de distribución para su uso exclusivo o de propiedad del consumidor.

## **Grupo nivel de baja tensión**

Para voltajes de suministro en el punto de entrega inferiores a 600 v

### **4.1.2 Cálculo y costos de tarifas eléctricas**

#### **Determinación de la tarifa única antes del mandato 15**

Tras la aprobación de la ley de régimen del sector eléctrico en 1999, se reformó el cálculo para determinar la tarifa eléctrica única, que buscó fijar tarifas más justas para los inversionistas y consumidores.

Las tarifas aplicables a consumidores finales cubrían hasta el 2007, los precios referenciales de generación, los costos medios del sistema de transmisión y el valor agregado de distribución (VAD) de empresas eficientes.

#### **Precio referencial de generación**

Es el componente de la tarifa destinado al pago por la energía y por la potencia disponible a los generadores y se compone de:

- Componente de energía: corresponde al promedio ponderado de los costos marginales de generación de corto plazo, que se calculaba cada cuatro años.
- Componente de capacidad: es la anualidad de la inversión necesaria para poner en funcionamiento un equipamiento marginal de mínimo costo para cubrir la demanda máxima del sistema, a la que se suman los costos fijos de operación y mantenimiento.

#### **Costo medio de transmisión**

Es el pago al transmisor, que considera el costo por el uso de las líneas de transmisión, subestaciones de transformación y demás elementos constitutivos del sistema de transmisión. Se compone de:

- El costo de capacidad se determina como la suma de los costos de inversión, depreciación, administración, operación, mantenimiento y pérdidas.
- Los costos de inversión se obtienen de un programa de expansión optimizado del sistema para un período de 10 años. El costo imputable a la tarifa es la anualidad de los costos de inversión para una vida útil de 30 años y la tasa de descuento aprobada por el CONELEC.



## Valor agregado de distribución

Es el componente de la tarifa destinado a cubrir los costos de distribución, El VAD corresponde al costo propio de la actividad de distribución de una empresa eficiente, sobre la base de procedimientos internacionalmente aceptados. Este costo se compone de:

- Componente de capacidad: corresponde a la anualidad de las inversiones promedio por la unidad de demanda para una vida útil y tasa de descuento determinada por el CONELEC
- Costos de administración: corresponden a los costos administrativos de una empresa eficiente
- Costos de comercialización: Costos asociados al consumidor, independientemente de su demanda de potencia y energía
- Costos de expansión, mejoramiento, operación y mantenimiento de las actividades de distribución de energía eléctrica
- Costos de pérdidas técnicas medias de potencia y energía

El estudio técnico y económico con respecto a los resultados del cálculo del valor agregado de distribución (VAD) era presentado por cada empresa distribuidora al CONELEC anualmente; estos resultados se ajustaban a los valores del VAD para la empresa distribuidora eficiente que se daba como referencia.

Al cabo de más de 10 años que se establecían tarifas de acuerdo a la ley de régimen del sector eléctrico (1999), no se obtuvieron los resultados esperados por factores como: las características propias del modelo de costos marginales, que no permitieron la aplicación correcta de dicho modelo, y al contrario se ha incurrido en múltiples problemas, entre los que se encuentran principalmente:

- Tarifas que no cubren los costos reales, produciendo problemas de liquidez para las empresas distribuidoras y deudas crecientes con las empresas generadoras
- Política indiscriminada de subsidios
- Inversiones casi nulas en generación, transmisión y distribución
- Administración con problemas
- Pérdidas excesivas de energía

Tras la problemática que el valor de la tarifa cobrada al consumidor final de energía eléctrica no cubría los costos totales que se incurrían por el suministro del servicio, el Estado cubría el déficit que tenían las empresas distribuidoras entre el costo total del servicio y el precio que se cobraba al consumidor final, que afectaba al presupuesto general del Estado.

## **Determinación de la tarifa única después del Mandato 15**

Con el propósito de reducir el déficit tarifario que registraban la mayoría de las empresas distribuidoras, se propuso un cambio en la metodología del cálculo de tarifas en el mandato 15, cuyo objetivo principal es: lograr tarifas más justas para los usuarios eliminando el modelo marginalista. Por tanto, el nuevo proceso del cálculo de la tarifa eléctrica, toma en cuenta el precio referencial de generación, los costos del sistema de transmisión y los costos del sistema de distribución

### **Precio referencial de generación**

Es el valor que tendrá que pagar un consumidor final para cubrir los costos de la etapa de generación y corresponde al precio promedio ponderado de las compras efectuadas por los distribuidores en contratos regulados con generadores que estén en operación comercial, que incluye todos los rubros correspondientes a la etapa de generación no contemplados bajo la figura de contratos regulados y los ajustes necesarios por los costos de los servicios complementarios del mercado

### **Costos del sistema de transmisión**

Para el cálculo del costo de transmisión, se considerará lo siguiente:

- Anualidad de los costos de operación y mantenimiento aprobados por el CONELEC.
- El valor de reposición de los activos en servicio en función de los estados financieros auditados y de las vidas útiles que apruebe el CONELEC.

El componente de expansión cubre los costos del plan de expansión del sistema nacional de transmisión, elaborado por el transmisor y aprobado por el CONELEC, será asumido por el Estado y constará obligatoriamente en su presupuesto general. El Ministerio de Finanzas implementará el mecanismo y las partidas específicas para la entrega oportuna de dichos recursos.

### **Costos del sistema de distribución**

Para el cálculo del componente de distribución, se considerará lo siguiente:

- Anualidad de los costos de operación y mantenimiento aprobados por el CONELEC.
- El valor de reposición de los activos en servicio en función de los estados financieros auditados y de las vidas útiles que apruebe el CONELEC.

El componente de expansión de las distribuidoras es elaborado por las distribuidoras dentro del plan de expansión y aprobado por el CONELEC, el Estado asume y consta obligatoriamente en su presupuesto general. El Ministerio de Finanzas implementa el mecanismo y las partidas específicas para la entrega oportuna de dichos recursos.

Cabe destacar que en esta nueva metodología de determinación de tarifa única tras la aplicación del Mandato 15, los costos de inversión o expansión tanto de las empresas de generación, transmisión y distribución de energía, pasa a cargo del Ministerio de Finanzas

### **4.1.3 Tarifa única nacional**

En función de lo establecido en el artículo 1 del Mandato 15, con base a la información de las etapas de generación, transmisión y distribución, el CONELEC procede a determinar la tarifa única a nivel nacional, para cada tipo de consumo, que debe ser aplicada por los distribuidores.

Para efectos de este cálculo, se simula como una única empresa de distribución y los cargos resultantes de esta simulación se aplicarán en todas las empresas distribuidoras del país, excepto en aquellas empresas que, a la fecha de expedición del Mandato 15, tengan una tarifa inferior a la tarifa única, en este caso son únicamente las empresas eléctricas Quito y Guayaquil. En resumen, todas las empresas distribuidoras cobran un único valor a todos sus clientes regulados, sin existir diferencias de precios entre las empresas distribuidoras

La aplicación de la tarifa única a nivel nacional ocasiona que unas empresas distribuidoras obtengan una tarifa inferior a su tarifa propia (costos reales). Por tanto, el CONELEC para este caso, efectúa el cálculo de esta diferencia en forma mensual, incluyendo todos los subsidios o compensaciones que el Estado haya otorgado, a través de la propia normativa eléctrica o de otras leyes, decretos, acuerdos ministeriales y mandatos constituyentes.

El CONELEC de acuerdo a los artículos 6 y 11 del Mandato 15, comunica los valores anualmente al Ministerio de Finanzas, que por la aplicación de la tarifa única, ocasionen el déficit de las empresas distribuidoras, a fin de que se lo incluya en el presupuesto general del Estado. Los desembolsos del Ministerio de Finanzas serán en forma mensual, sobre la base del informe que, con igual periodicidad, presente el CONELEC.

### **4.1.4 Análisis de costos de las tarifas eléctricas**

La tarifa promedio nacional a finales de diciembre de 2010 fue de 8,48 centavos por kWh, tras la aplicación de la nueva metodología para el cálculo de los costos que conforman a la tarifa eléctrica estipulado en el Mandato 15, el costo medio descendió 2,18 centavos por kWh con respecto a la tarifa promedio nacional que se registró a finales de Julio de 2008 (antes de la aprobación del mandato 15)

No obstante, cabe destacar que en la nueva metodología del cálculo de la tarifa eléctrica estipulada en el Mandato 15, no se considera los costos de inversión o reposición que son asumidos directamente por el Estado.

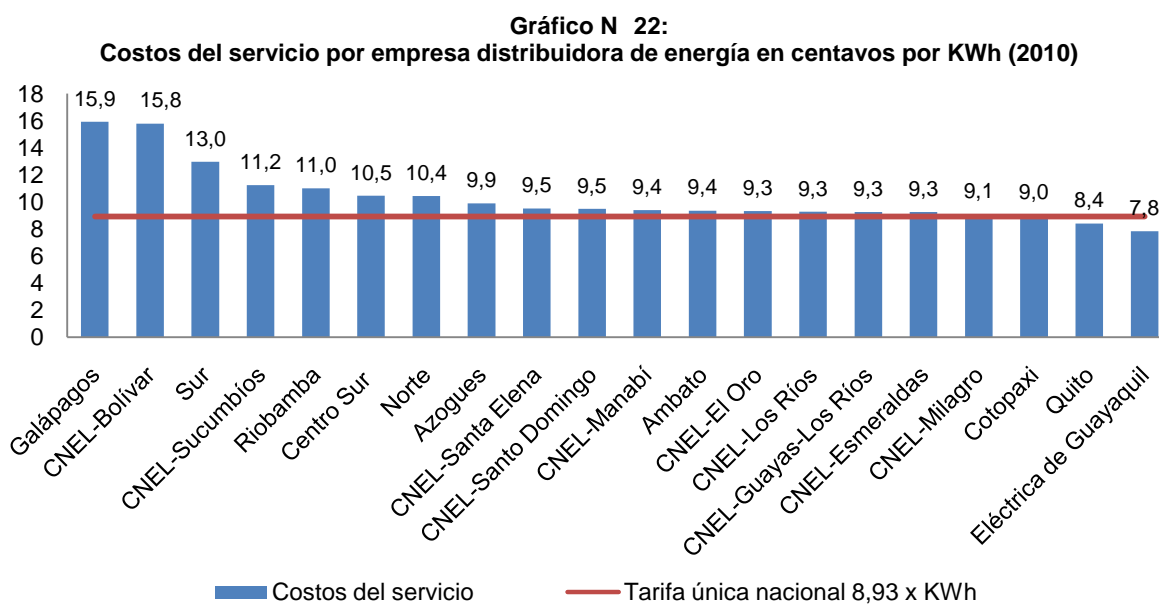
Como se puede observar en la tabla N° 16, los costos de generación además de representar el 55% de los costos totales del suministro del servicio eléctrico, bajan considerablemente 1,23 centavos por KWh, es mucho mayor el descenso en relación al costo de transmisión y distribución de energía. Los costos de distribución representan el 40% de los costos totales del suministro del servicio eléctrico y descendieron 0,77 centavos porKWh tras la aplicación del Mandato 15 y los costos de transmisión bajan tan solo 0,17 centavos porKWh.

**Tabla N°16:**  
**Estructura de costos del servicio eléctrico(centavos por KWh)**

Agentes del mercado	Antes del Mandato 15				Después del Mandato 15				Impacto
	2005	2007	Ene-jul 2008	Total	Ag-dic 2008	2009	2010	Total	
Generación	5,94	5,70	5,98	<b>5,87</b>	4,68	4,59	4,65	<b>4,64</b>	<b>-1,23</b>
Transmisión	0,69	0,66	0,64	<b>0,66</b>	0,47	0,47	0,53	<b>0,49</b>	<b>-0,17</b>
Distribución	4,11	4,44	3,85	<b>4,13</b>	3,17	3,17	3,74	<b>3,36</b>	<b>-0,77</b>
Total	10,75	10,80	9,39	<b>10,66</b>	8,30	8,23	8,92	<b>8,48</b>	<b>-2,18</b>

**Fuente:** CONELECE**Elaboración:** Javier Jurado

La empresa eléctrica Quito y Guayaquil, son las empresas con mayor demanda de energía, pero registran costos bajos, menores a la tarifa única nacional de 8,93 centavos por KWh. No obstante, otras empresas distribuidoras Bolívar y Galápagos registran costos muy elevados de 15 centavos porKWh, con una diferencia de más de 5 centavos por KWhcon la tarifa única nacional. Las empresas que tienen costos mayores a la tarifa única nacional son: Sur (12,96 centavos porKWh), Sucumbíos (11,23 centavos por KWh), Riobamba (10,99 centavos porKWh), Centro Sur (10,45 centavos porKWh) y Norte (10,44 centavos por KWh(véase gráfico N°22).



**Fuente:** CONELECE**Elaboración:** Javier Jurado

Por tanto al cobrarse una tarifa única existe una diferencia entre los costos que incurren las empresas distribuidoras para suministrar dicho servicio y el precio final que paga el usuario por recibir este servicio. Como se pudo observar en el gráfico N°22, solo Quito y Guayaquil registran costos menores a la tarifa única nacional y las demás 18 empresas distribuidoras tienen costos mayores a la tarifa única nacional

Para homogenizar los precios a beneficio de la población que pague un mismo valor por el servicio, el Estado subsidia este déficit tarifario de las empresas distribuidoras, en función de la diferencia entre costos y precios finales. Hasta el 2004 el déficit alcanzó la cifra de \$1.079'885.110 dólares y hasta el 2008 \$ 2.894'000.000 dólares. Para liquidar el déficit tarifario que se generó desde 1999, \$ 40'000.000 dólares fueron desembolsados por el Estado para el pago de las deudas con algunas empresas generadoras y \$2.854'000.000 dólares restantes fueron perdonados entre las empresas estatales.

Para estimar el déficit en el 2010, se debe tomar en cuenta la diferencia entre el precio final de la energía pagado por los consumidores y el costo que representa suministrar dicho bien y esta diferencia se multiplica por el total de energía facturada por cada empresa distribuidora. Como se puede apreciar en la tabla N°17, se obtendría en el 2010 un déficit tarifario de \$366 millones de dólares, sin tomar en cuenta otros subsidios como inversión, tarifa de la dignidad, combustibles para producir la energía y otros. Si el consumo de energía hasta el 2015 creciera un 40%, el déficit puede ascender a \$513 millones de dólares.

**Tabla N°17:**  
**Déficit tarifario por empresa distribuidora (2010)**

<b>Empresas distribuidoras</b>	<b>Diferencia precios y costo (USD)</b>	<b>Energía facturada (KWh)</b>	<b>Déficit tarifario (USD)</b>
CNEL-Bolívar	0,07	5'4000.000	3'699.000
CNEL-EI Oro	0,00	545'000.000	2'125.500
CNEL-Esmeraldas	0,00	306'000.000	1'009.800
CNEL-Guayas-Los Ríos	0,00	1.067'000.000	3'521.100
CNEL-Los Ríos	0,00	224'000.000	761.600
CNEL-Manabí	0,00	835'000.000	3'924.500
CNEL-Milagro	0,00	417'000.000	667.200
CNEL-Santa Elena	0,01	340'000.000	1'972.000
CNEL-Santo Domingo	0,01	356'000.000	1'958.000
CNEL-Sucumbíos	0,02	149'000.000	3'427.000
E.E Ambato	0,00	89'000.000	373.800
E.E Azogues	0,01	722'000.000	6'859.000
E.E Centro Sur	0,02	293'000.000	4'453.600
E.E Cotopaxi	0,00	30'000.000	27.000
E.E Galapagos	0,07	3.816'000.000	266'356.800
E.E Guayaquil	-0,01	405'000.000	-4'414.500
E.E Norte	0,02	3.236'000.000	48'863.600
E.E Quito	-0,01	236'000.000	-1'250.800
E.E Riobamba	0,02	220'000.000	4'532.000
E.E Sur	0,04	431'000.000	17'369.300
<b>TOTAL</b>			<b>366'235.500</b>

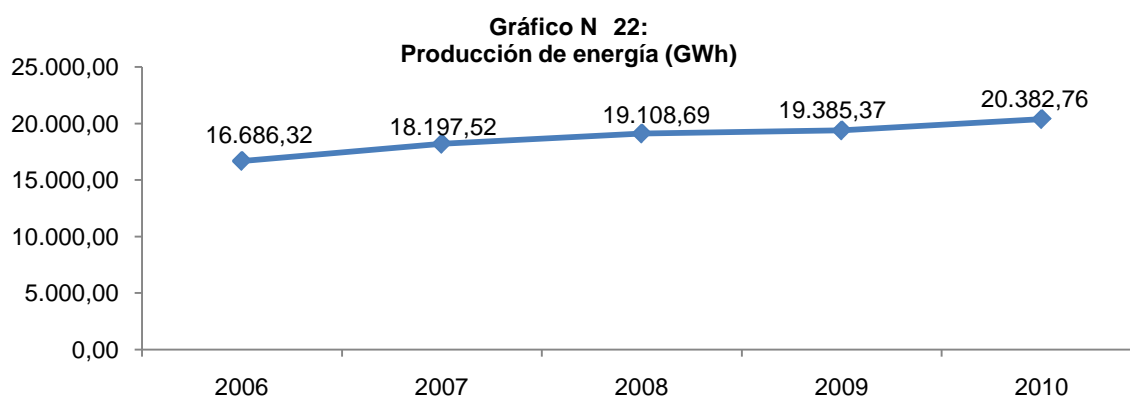
**Fuente:** CONELEC

**Elaboración:** Javier Jurado

## Capítulo 5: Desempeño de las empresas distribuidoras 2006-2010

### 5.1.1 Oferta de energía

La producción de energía en el 2010, incrementó un 22% con respecto al 2006 y registró una producción bruta de energía de 20.382,76 GWh; en promedio tiene una tasa de crecimiento anual del 5% (véase gráfico N°22).

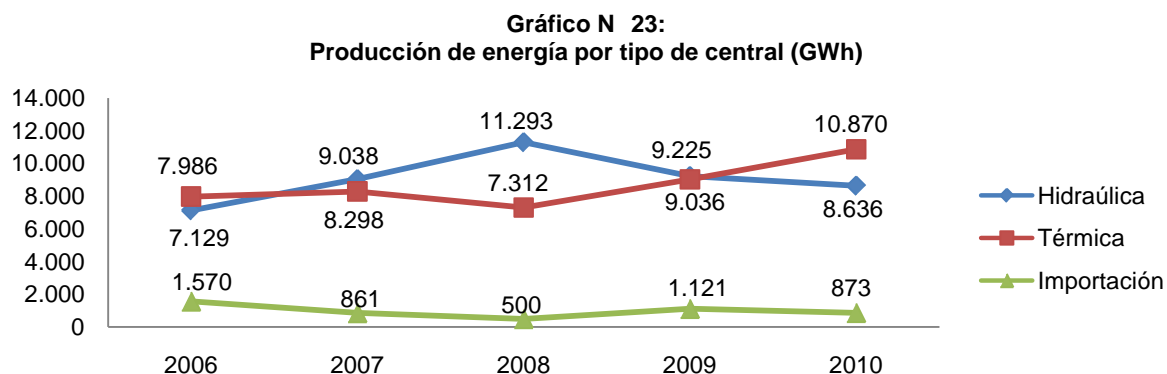


Fuente: CONELEC

Elaboración: Javier Jurado

La producción térmica es la que más aumentó en el 2010, registró un crecimiento del 36% con respecto al 2006 y un despunte en el 2008 que coincide con la aplicación del mandato 15. La producción hidráulica de energía creció un 21% con respecto al 2006; no obstante, tiene un importante descenso del 24% a partir del 2008. Las importaciones de energía disminuyeron un 44% con relación al 2006 e importó tan solo 873 GWh.

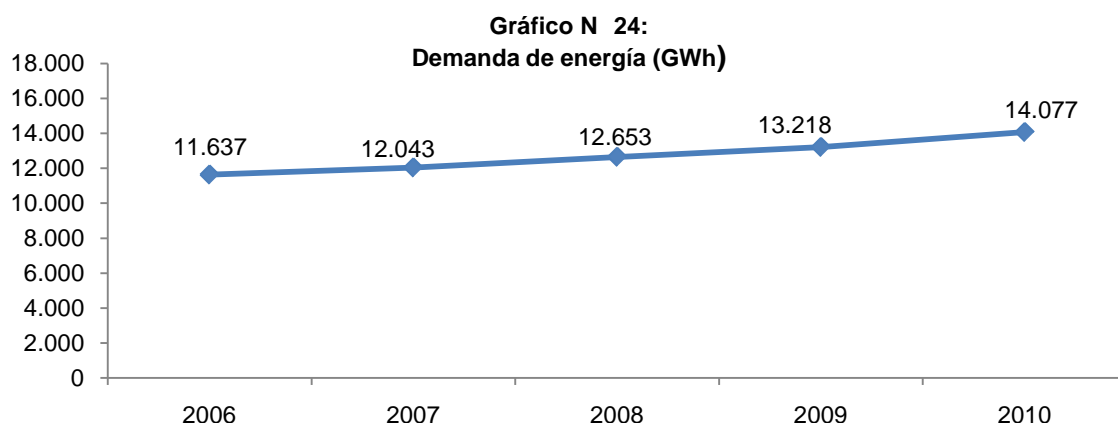
Se puede apreciar que el año 2008 es un año de muchos cambios, debido que a partir de esta fecha la producción térmica tiene una tendencia a crecer, mientras la producción hidráulica decae; que de cierta forma perjudica a los intereses del Estado porque al producir energía vía térmica se incurre en costos de combustibles y derivados. Por tanto, incrementó así el subsidio y costos por este concepto (véase gráfico N°23).



Fuente: CONELEC Elaboración: Javier Jurado

## 5.1.2 Demanda de energía

La demanda de energía en el 2010 incrementó un 21% con respecto al 2006 y registró un consumo de energía de 14.076,61 GWh; en promedio tiene una tasa de crecimiento anual del 5% (véase gráfico N°24). También es importante destacar que tanto la oferta como la demanda de energía tienen la misma tasa de crecimiento anual, que se ha mantenido en los últimos 5 años un equilibrio entre oferta y demanda.

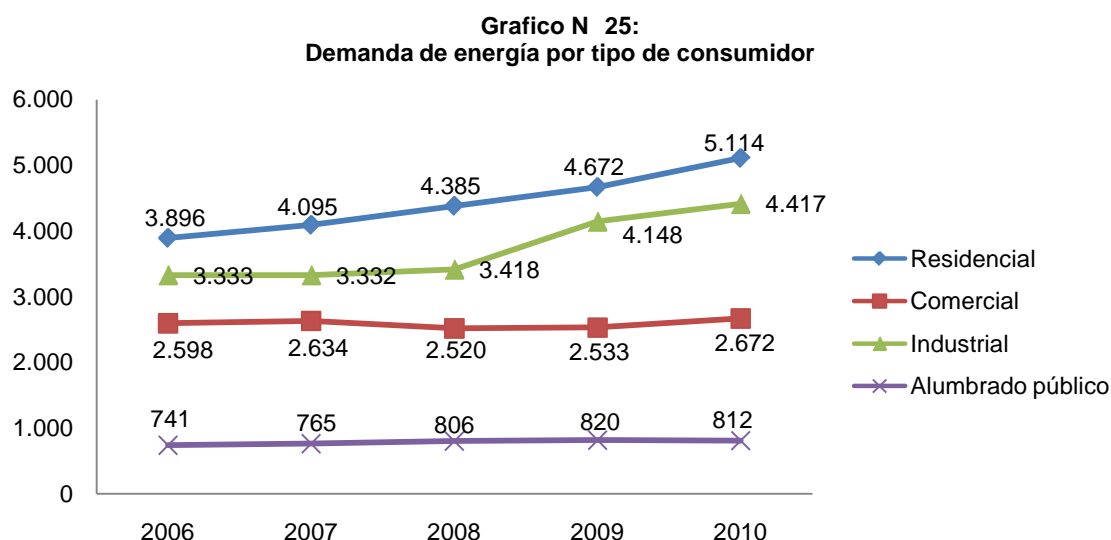


Fuente: CONELEC

Elaboración: Javier Jurado

El crecimiento de la demanda de energía se debe principalmente al crecimiento del consumo de energía del sector residencial e industrial, que registran un incremento del 30% en el 2010 con respecto al 2006. Otros sectores como el comercial y alumbrado público mantienen casi el mismo nivel de consumo de energía durante los últimos 5 años.

El consumo de energía en el sector residencial tiene una tasa de crecimiento anual constante del 5%, mientras el consumo de energía en el sector industrial creció un 29% a partir del 2008 (véase gráfico N°25)



Fuente: CONELEC Elaboración: Javier Jurado

### 5.1.3 Desempeño de las empresas distribuidoras

El desempeño de las empresas distribuidoras del sector eléctrico ecuatoriano se pueden medir bajo cinco aspectos:

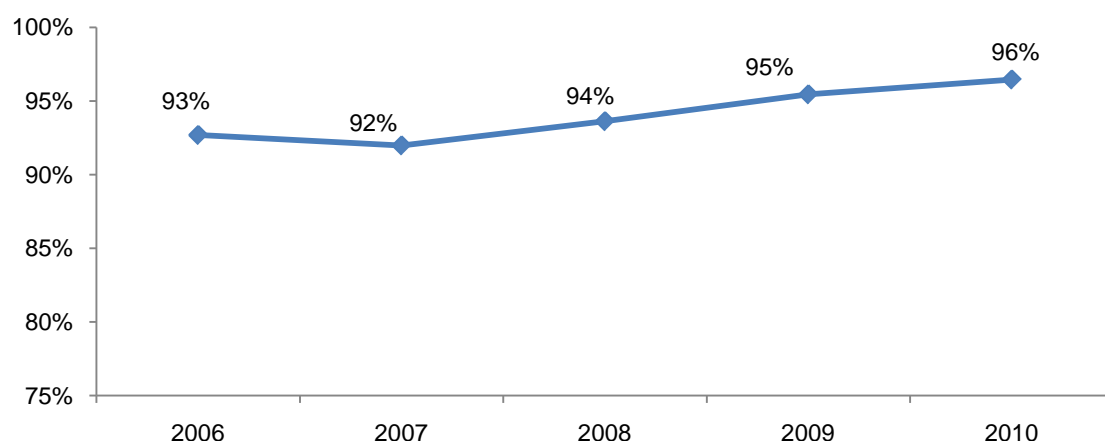
- Nivel de recaudación del total de energía facturada
- Pérdidas de energía conformadas por: pérdidas técnicas y no técnicas
- Cobertura de energía
- Calidad del servicio
- Costos fijos y variables del servicio que refleja los precios medios de energía que se cobran a clientes finales

#### Recaudación

El nivel de recaudación de la energía total facturada por las empresas distribuidoras, es muy importante, porque si se tiene una baja capacidad para recaudar el total de energía facturada de sus clientes finales, afectaría a las finanzas y administración eficiente de las empresas distribuidoras, al disminuir sus recursos financieros y obtener pérdidas al no recibir nada por una cantidad brindada de energía.

La capacidad de recaudación de la energía total facturada en el 2010 por las empresas distribuidoras aumentó 4% con relación al 2006 y registró un nivel de recaudación del 96% (véase gráfico N°-26).

**Gráfico N 26:**  
**Nivel de recaudación del total de energía facturada**



**Fuente:** CONELECE **Elaboración:** Javier Jurado

Las empresas distribuidoras que han aumentado considerablemente su capacidad de recaudación de la energía facturada son: Sucumbíos, Manabí, Sur y Santo Domingo. No obstante, Manabí tiene un nivel bajo de recaudación con respecto a otras empresas en el 2010. Quito, Guayaquil, Riobamba y Norte son empresas con un nivel de crecimiento bajo, pero esto se explica porque en el 2006, estas empresas distribuidoras tenían altos niveles de recaudación. Por tanto son empresas que se han mantenido los últimos 5 años como empresas eficientes en la recaudación de la energía total facturada



Las empresas que registraron un decrecimiento importante en su capacidad de recaudación son: Cotopaxi, Centro Sur, Azogues, Bolívar y Los Ríos; en especial esta última empresa descrita, sufrió un decremento importante del 21% en su capacidad de recaudación en el 2010 con respecto 2006. Además cabe destacar que Esmeraldas tras no registrar ni crecimiento ni disminución de su capacidad de recaudación, sigue teniendo niveles bajos de recaudación en el 2010 (véase tabla N° 18).

**Tabla N°18:**  
**Nivel de recaudación por empresas distribuidoras**

<b>Empresas distribuidoras</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>Tasa de crecimiento</b>
CNEL-Sucumbíos	67	79	79	87	90	36
CNEL-Manabí	64	73	77	76	80	26
E.E. Sur	83	81	83	90	100	20
CNEL-Santo Domingo	86	100	99	100	100	16
CNEL-El Oro	92	95	92	90	96	4
CNEL-Milagro	88	90	88	96	90	3
E.E. Guayaquil	97	97	99	100	100	3
E.E. Quito	98	98	99	100	100	2
E.E. Riobamba	98	97	100	99	100	1
E.E. Norte	99	100	92	93	100	1
E.E. Ambato	98	99	100	99	98	0
E.E. Galápagos	98	100	83	99	98	0
CNEL-Esmeraldas	66	64	65	70	65	0
CNEL-Santa Elena	97	70	77	91	96	-1
CNEL-Guayas Los Ríos	98	80	91	93	97	-1
E.E. Cotopaxi	100	96	100	97	97	-4
E.E. Centro Sur	100	100	99	100	96	-4
E.E. Azogues	97	93	93	97	92	-5
CNEL-Bolívar	86	70	66	59	79	-8
CNEL-Los Ríos	81	77	85	72	65	-21

**Fuente:** CONELEC

**Elaboración:** Javier Jurado

### **Pérdidas de energía de las empresas distribuidoras**

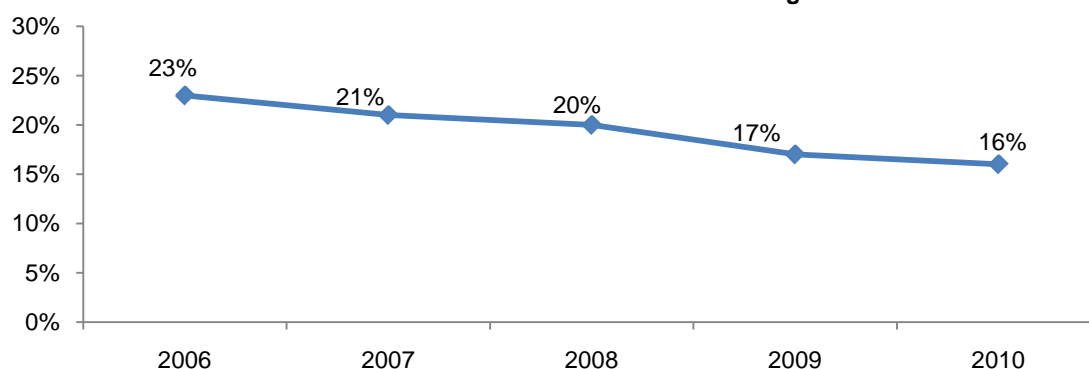
Uno de los problemas más graves del sector eléctrico ecuatoriano, se relaciona con las altas pérdidas de energía eléctrica que presentan la mayoría de las empresas distribuidoras de energía eléctrica en el Ecuador. El concepto de pérdidas en los sistemas de distribución corresponde a la energía que se pierde en cada una de las etapas funcionales del sistema, más las pérdidas no técnicas o comerciales, producidas por la falta de medición y facturación de energía a los consumidores, que se proveen de este servicio de forma ilegal o cuyos sistema de medición se encuentran dañados.

Por tanto, las pérdidas en los sistemas de distribución de energía son el resultado de la diferencia entre la energía recibida por el sistema de distribución en la que se incluye la energía de los clientes finales no regulados que mantienen contratos de compra de energía con otras empresas generadoras y la energía registrada en los equipos de medición de los clientes finales regulados.

Las pérdidas en el sistema de distribución de energía en el 2010 fueron 2.747GWh, de las cuales 1.499 GWh corresponden a las pérdidas técnicas y 1.247 GWh corresponde a las pérdidas no técnicas. Las pérdidas en el sistema de distribución de energía representaron el 16% del total de energía disponible que fue 16.824 GWh en el 2010.

En los últimos cinco años las pérdidas eléctricas en el sistema de distribución decreció un 30% porque en el 2006 las pérdidas en el sistema de distribución representaron el 23% del total de energía disponible en el sistema, mientras en el 2010, las pérdidas eléctricas representaron el 16% (véase gráfico N°27).

**Gráfico N 27:**  
**Pérdidas del sistema de distribución de energía**

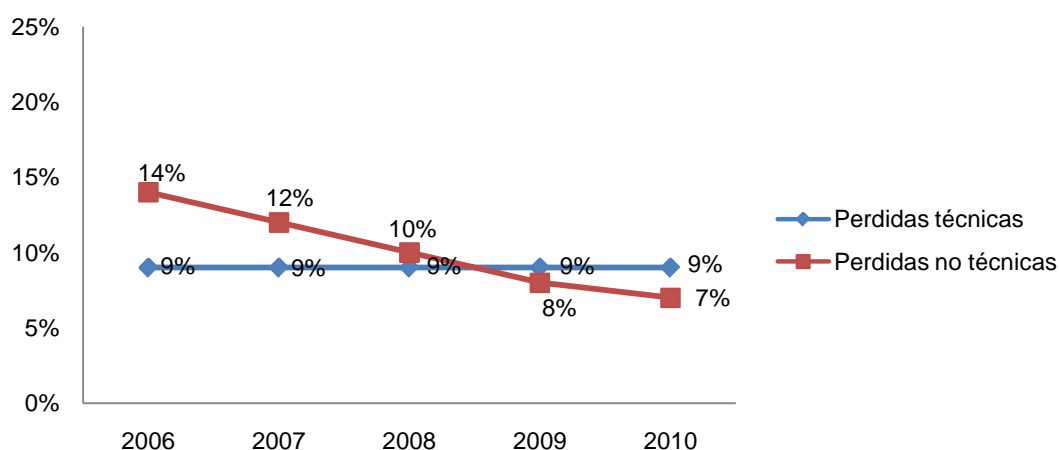


**Fuente:** CONELEC

**Elaboración:** Javier Jurado

Tal como se puede ver en el gráfico N°28, las pérdidas técnicas se han mantenido constante durante el periodo desde 2006 hasta 2010 y representó el 9% de la energía disponible en el sistema de distribución de energía. Sin embargo, las pérdidas no técnicas del sistema de distribución disminuyó 50% en el 2010 con respecto al 2006, porque las pérdidas no técnicas o comerciales en el 2006 representaban el 14% de la energía total del sistema, mientras en el 2010 representaron el 7%, siendo inclusive menor a las pérdidas técnicas.

**Gráfico N 28:**  
**Pérdidas del sistema de distribución por tipo**



**Fuente:** CONELEC

**Elaboración:** Javier Jurado

Como se puede observar en la tabla N° 19, la mayoría de las empresas disminuyeron sus niveles de pérdidas eléctricas, no obstante las gerencias regionales CNEL creadas en el

2009 a partir del Mandato 15, disminuyó 40% sus pérdidas eléctricas. Las empresas distribuidoras como: Los Ríos, Sur y Azogues no disminuyeron sus pérdidas eléctricas en el 2010; sin embargo, Los Ríos sigue teniendo pérdidas eléctricas altas que representan el 30% de la energía disponible del sistema, mientras las otras dos empresas (Sur y Azogues) tienen bajos niveles de pérdidas eléctricas.

Las empresas distribuidoras como: Milagro, Guayas-Los Ríos, Sucumbíos, Manabí y Esmeraldas disminuyeron sus niveles de pérdidas eléctricas en el sistema de distribución de energía en el periodo analizado (2006-2010), pero registran altas pérdidas en el sistema de distribución en el 2010 con respecto a otras empresas distribuidoras del país

**Tabla N° 19**  
**Pérdidas del sistema de distribución por empresa distribuidora (%)**

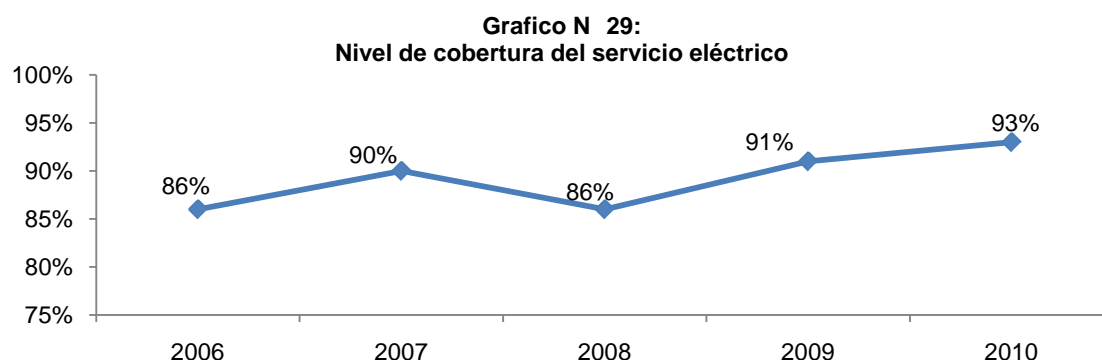
<b>Empresas distribuidoras</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>Tasa de crecimiento</b>
CNEL-Milagro	42	33	30	23	25	-40
CNEL-Guayas-Los Ríos	38	32	33	25	23	-39
CNEL-Santo Domingo	18	17	16	13	11	-39
CNEL-Santa Elena	26	21	20	18	16	-38
E.E Guayaquil	27	23	21	19	17	-37
E.E Ambato	14	12	10	9	9	-36
E.E Riobamba	20	15	15	15	13	-35
CNEL-El Oro	29	26	23	20	19	-34
CNEL-Sucumbíos	35	40	35	27	23	-34
E.E Cotopaxi	12	11	11	9	8	-33
E.E Quito	11	10	9	7	8	-27
E.E Centro Sur	9	9	7	6	7	-22
E.E Norte	14	13	11	11	11	-21
E.E Manabí	42	41	41	37	35	-17
CNEL-Bolívar	20	21	20	17	17	-15
CNEL-Esmeraldas	32	32	29	27	28	-13
E.E Galápagos	10	9	7	8	9	-10
CNEL-Los Ríos	30	33	26	28	30	0
E.E Sur	13	13	12	12	13	0
E.E Azogues	5	5	5	5	5	0

**Fuente:** CONELEC

**Elaboración:** Javier Jurado

## **Cobertura del servicio eléctrico**

La cobertura del servicio eléctrico está dada por el número de viviendas electrificadas en relación al número de viviendas en total que existe en el país, según fuentes del INEC en el 2010 el 93% de las viviendas que existen en el país cuentan con el servicio eléctrico, aumentasí la cobertura eléctrica un 8% con respecto al 2006 (véase gráfico N°29).



**Fuente:** CONELEC

**Elaboración:** Javier Jurado

Cómo se puede observar en la tabla N° 20, las empresas distribuidoras de energía que han incrementado considerablemente su cobertura del servicio eléctrico en su área concesionada son: Santo Domingo, Milagro, Azogues y Sur, abasteciendo a más del 90% de las viviendas ubicadas en sus áreas de concesión correspondientes, mientras en el 2006 tan solo abastecían el 80% de las viviendas. Por tanto, incrementaron un 14% su cobertura del servicio eléctrico con respecto al 2006.

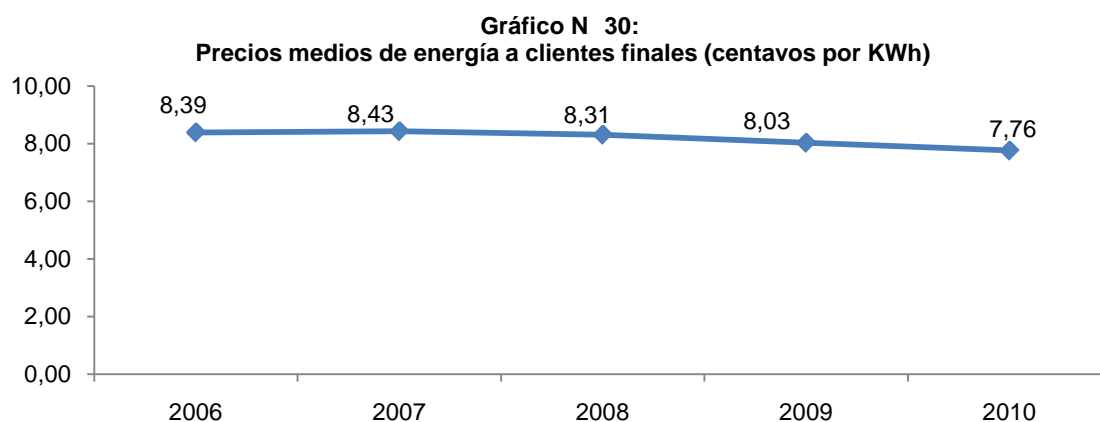
**Tabla N°20:**  
**Nivel de cobertura del servicio eléctrico por empresa distribuidora (%)**

<b>Empresas distribuidoras</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>Tasa de crecimiento</b>
E.E Galapagos	100	100	93	98	99	-1
E.E Quito	97	100	97	100	99	2
CNEL- El Oro	97	100	92	97	97	0
E.E Norte	96	99	90	93	97	1
E.E Azogues	83	100	82	84	95	14
E.E Ambato	89	80	84	88	94	6
E.E Centro Sur	90	100	86	89	94	5
E.E Guayaquil	97	74	80	85	93	-4
CNEL-Milagro	81	82	83	88	93	14
CNEL-Santo Domingo	81	95	95	100	93	15
E.E Sur	85	98	79	82	93	10
E.E Riobamba	95	100	85	90	92	-4
E.E Cotopaxi	95	98	76	78	91	-5
CNEL-Guayas-Los Ríos	72	78	87	94	90	25
E.E Manabí	83	77	78	85	90	9
CNEL- Bolívar	86	97	82	84	88	2
CNEL- Los Ríos	72	74	70	72	88	22
CNEL-Santa Elena	85	100	100	100	88	4
CNEL-Esmeraldas	80	86	81	84	86	8
CNEL-Sucumbíos	65	63	72	82	83	28

**Fuente:** CONELEC **Elaboración:** Javier Jurado

### **Precios Medios a clientes finales**

El precio medio a clientes finales, corresponde a la relación entre la demanda total de energía y la energía total facturada. En el 2010, el precio medio nacional fue de 7,76 centavos porKWh, mientras en el 2006 fue de 8,39 centavos porKWh. Por tanto disminuyeron un 8% en relación al 2006(véase gráfico N°30).



**Fuente:** CONELEC

**Elaboración:** Javier Jurado

Como se puede observar en la tabla N° 21, las empresas distribuidoras que disminuyeron considerablemente sus precios medios de energía son: Sur, Cotopaxi, Sucumbíos y Manabí, descendieron 4 centavos porKWh. Las empresas Guayaquil, Guayas-Los Ríos, Galápagos, Centro Sur, Quito, Los Ríos y Azogues casi han permanecido constantes sus precios medios de energía durante el periodo de tiempo analizado 2006-2010

**TablaN°21:**  
**Precios medios de energía a clientes finales por empresa distribuidora (centavos por KWh)**

<b>Empresasdistribuidoras</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>Tasa de crecimiento (%)</b>
E.E Sur	14,54	12,26	11,76	9,74	9,67	-33
E.E Cotopaxi	9,11	8,98	9,25	8,25	6,66	-27
CNEL-Sucumbíos	12,4	11,58	11,83	8,78	9,18	-26
CNEL-Manabí	10,16	10,24	10,17	8,39	7,88	-22
CNEL- Bolívar	12,83	11,99	12,09	10,69	10,4	-19
E.E Ambato	10,59	10,56	10,53	9,16	9,14	-14
E.E Norte	10,03	10,18	10,22	9,12	8,73	-13
CNEL-Sto. Domingo	9,66	9,58	9,56	8,16	8,64	-11
CNEL-El Oro	9,63	9,65	9,12	8,74	8,66	-10
CNEL-Sta. Elena	9,37	9,96	10,28	8,66	8,58	-8
E.E Riobamba	9,6	9,73	9,46	8,95	8,81	-8
CNEL-Esmeraldas	9,35	9,44	10,06	8,68	8,64	-8
CNEL- Milagro	8,42	8,57	8,59	10,92	7,84	-7
E.E Azogues	8,32	8,18	9,04	7,48	7,81	-6
E.E Quito	7,75	7,88	7,85	7,74	7,34	-5
CNEL-Los Ríos	9,57	3,37	9,83	10,44	9,09	-5
E.E Centro Sur	9,03	8,99	9,13	8,56	8,55	-5
E.E Galápagos	9,52	9,87	9,49	9,12	9,14	-4
CNEL-Guayas-Los Ríos	8,25	8,75	8,51	7,99	8,24	0
E.E Guayaquil	6,96	7,02	6,97	6,94	6,93	0

**Fuente:** CONELEC

**Elaboración:** Javier Jurado

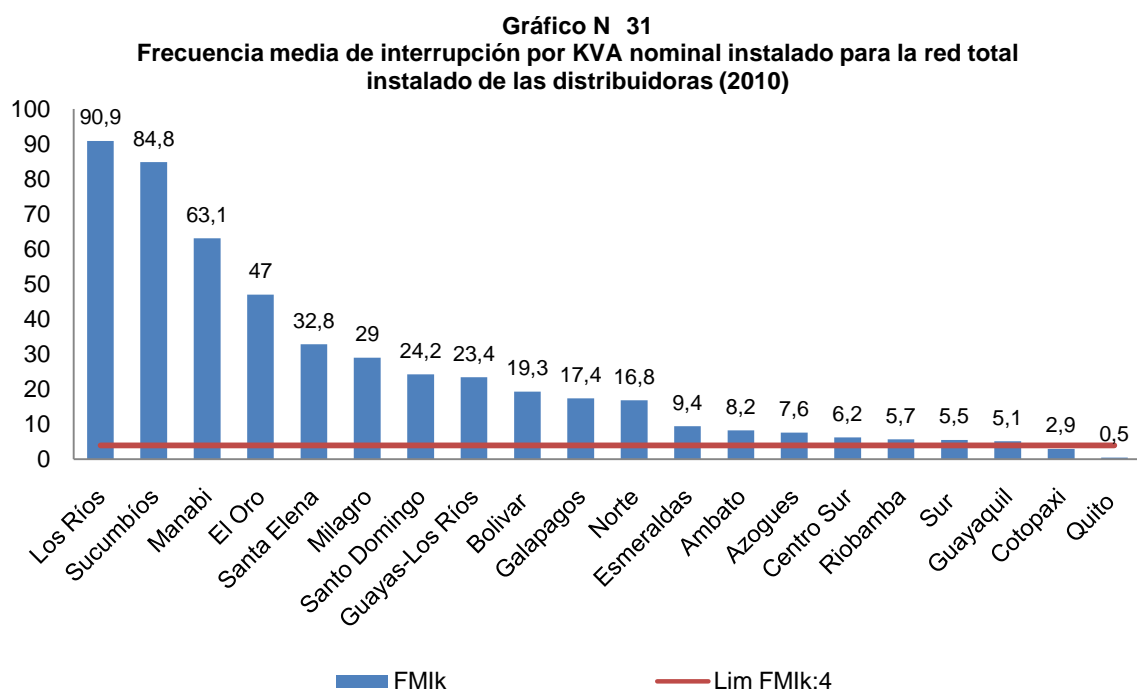
### **Calidad del servicio eléctrico**

Tras cubrir más del 90% de las viviendas que existen en el país del servicio eléctrico, es muy importante analizar la calidad del servicio que da a los clientes finales de energía eléctrica, es decir las empresas distribuidoras además de suministrar el servicio eléctrico a las viviendas, debe dar un servicio de calidad. De acuerdo con el reglamento sustitutivo de suministro de electricidad expedido en el 2005, la calidad del servicio que prestan las empresas distribuidoras, se mide principalmente bajo dos indicadores, los cuales son:

- La frecuencia media de interrupción: corresponde el número de interrupciones en el suministro de energía por año.
- El tiempo total de interrupción: corresponde la duración media de las interrupciones registradas mensualmente

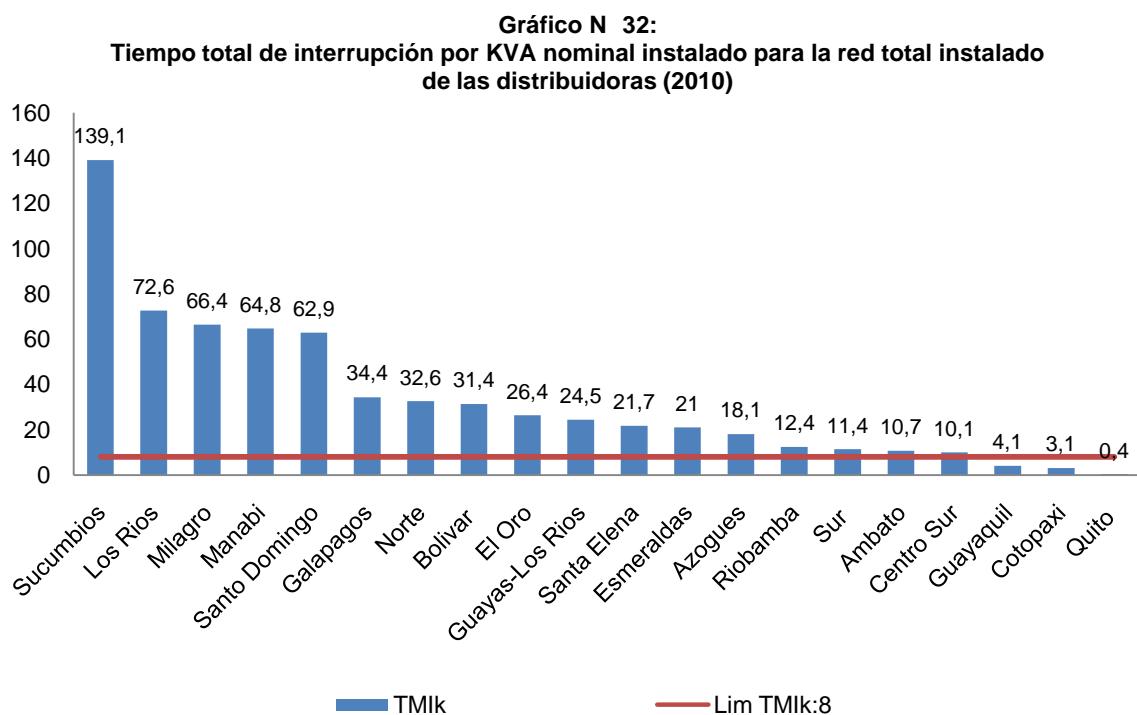
En los gráficos N° 31 y N°32, se reflejan los valores de estos dos indicadores en el año 2010. Como se puede observar, de las 20 empresas distribuidoras, solo 2 empresas distribuidoras Quito y Cotopaxi registran frecuencias medias de interrupción menores al límite máximo que son 4, mientras las empresas distribuidoras con mayor número de interrupciones son Los Ríos, Sucumbíos, Manabí, El Oro, Santa Elena, Milagro y Santo Domingo.

No obstante, Sucumbíos además de ser la empresa de mayor número de interrupciones en el servicio, también registra un mayor tiempo de duración de las interrupciones. Otras empresas como Los Ríos, Milagro, Manabí y Santo Domingo también registran tiempos considerables de interrupción del servicio eléctrico.



**Fuente:** CONELEC

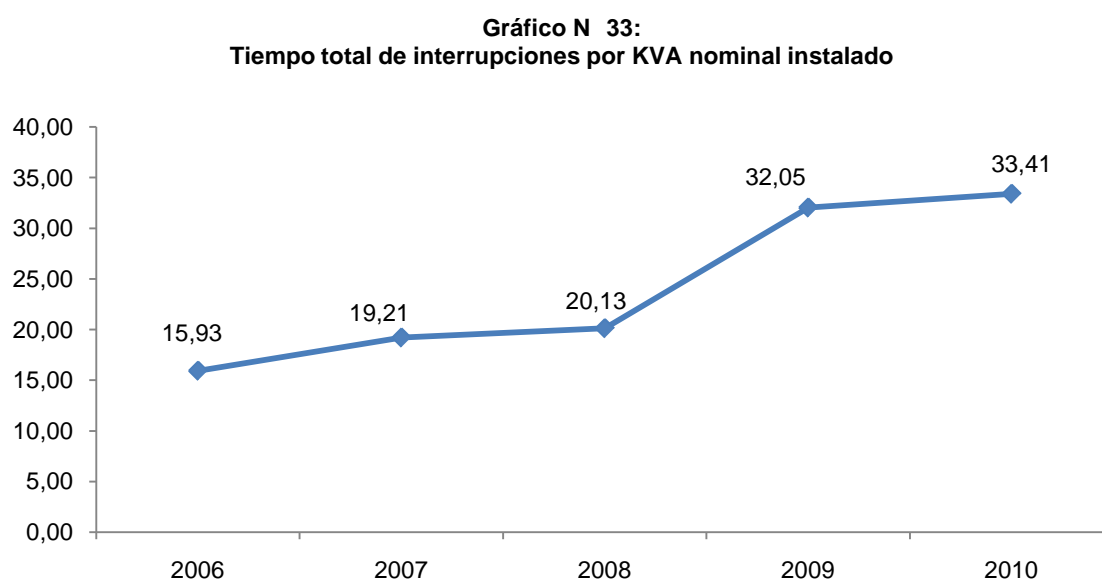
**Elaboración:** Javier Jurado



**Fuente:** CONELEC

**Elaboración:** Javier Jurado

Para medir la evolución de la calidad del servicio en el periodo de tiempo analizado (2006-2010), en esta investigación evaluamos el tiempo total de duración de las interrupciones (TTIk). Como se puede observar en el gráfico N°33, hasta el 2010 se duplicó el tiempo total de interrupción del servicio de energía a 33,41 horas por KVA, en el 2009 creció considerablemente las interrupciones por los apagones que sufrió el país en dicho año.



**Fuente:** CONELEC

**Elaboración:** Javier Jurado

Como se puede ver en la tabla N° 22, las empresas distribuidoras de energía que incrementaron significativamente el tiempo total de interrupciones son: Manabí, Santo Domingo, Los Ríos y Milagro. Mientras las empresas distribuidoras que se han mantenido con el mismo tiempo de interrupciones son: Santa Elena, Guayaquil, Centro Sur y Cotopaxi; y la empresa que disminuyó levemente el tiempo de interrupciones fue Quito. Cabe destacar el caso especial de Sucumbíos que es la única empresa que disminuyó el tiempo total de interrupciones; pero sigue siendo la empresa distribuidora de energía con mayor tiempo de interrupciones (139 por KVA nominal instalado)

**Tabla N° 22:**  
**Tiempo total de interrupción por empresa distribuidora (por KVA nominal instalado)**

<b>Empresasdistribuidoras</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>Impacto en el tiempo de interrupción (2010-2006)</b>
CNEL-Manabí	-	11,44	9,30	59,30	64,80	53,36
CNEL-Sto. Domingo	-	4,59	-	43,60	62,90	58,31
CNEL-Los Ríos	21,06	10,75	23,10	62,70	72,60	51,54
CNEL-Milagro	17,84	39,37	18,60	35,80	66,40	48,56
CNEL-Bolívar	1,71	24,72	2,00	2,60	31,40	29,69
E.E Norte	3,80	2,58	3,90	30,90	32,60	28,80
E.E Galápagos	6,33	20,88	34,90	168,40	34,40	28,07
CNEL-Esmeraldas	-	-	13,20	21,00	21,00	7,80
CNEL-EI Oro	10,58	18,29	15,70	34,00	26,40	15,82
E.E Azogues	4,20	14,34	19,70	15,80	18,10	13,90
CNEL-Guayas-Los Ríos	12,20	11,99	27,90	16,20	24,50	12,30
E.E Riobamba	2,56	1,20	54,60	19,90	12,40	9,84
E.E Ambato	2,84	10,20	10,50	13,60	10,70	7,86
E.E Sur	3,99	5,43	1,20	5,80	11,40	7,41
CNEL-Santa Elena	17,94	14,35	13,50	13,60	21,70	3,76
E.E Guayaquil	1,09	0,89	2,40	3,10	4,10	3,01
E.E Centro Sur	7,84	6,27	14,70	12,00	10,10	2,26
E.E Cotopaxi	1,04	1,53	1,10	2,30	3,10	2,06
E.E Quito	3,12	2,67	2,70	3,30	0,40	-2,72
CNEL-Sucumbíos	152,66	163,50	113,50	77,00	139,10	-13,56

**Fuente:** CONELEC

**Elaboración:** Javier Jurado



## 5.1.4 Infraestructura de las empresas distribuidoras

A continuación se presenta las características técnicas de las empresas distribuidoras y la infraestructura eléctrica que contaron estas empresas en el 2010. Además se detalla el número de trabajadores que tiene cada empresa distribuidora.

### Capacidad de transformación de energía:

A nivel nacional, las distribuidoras reportaron 322 subestaciones con una capacidad instalada de transformación de 5.024,74 MVA; de la cual, el 69% representa la capacidad de las empresas eléctricas y el 21% las corporaciones regionales.

Cómo se puede observar en la tabla N°23, aumentó el 16% la capacidad de transformación de energía en el 2010 y las empresas que incrementaron considerablemente su capacidad de transformación de energía en el 2010 con respecto al 2006 fueron: Sucumbíos, Esmeraldas, Cotopaxi y Riobamba; mientras Centro Sur disminuyó el 22% su capacidad de transformación.

Quito y Guayaquil son las empresas con mayor capacidad de transformación de energía; no obstante Sucumbíos y Esmeraldas que fueron las empresas que aumentaron considerablemente su capacidad, tan sólo representan el 2% del total de la capacidad total de transformación de energía en el sistema de distribución.

**Tabla N° 23:**  
**Capacidad instalada de transformación de las empresas distribuidoras (MVA)**

<b>Empresas distribuidoras</b>	<b>2006</b>	<b>2010</b>	<b>Tasa de crecimiento</b>
CNEL-Sucumbíos	37	120	224%
CNEL-Esmeraldas	67	144	115%
E.E Cotopaxi	65	115	77%
E.E Riobamba	72	116	61%
CNEL-Milagro	129	173	34%
E.E Azogues	10	13	30%
CNEL-EI Oro	156	196	26%
CNEL-Manabí	250	313	25%
E.E Quito	1204	1456	21%
CNEL-Bolívar	20	23	15%
CNEL-Guayas-Los Ríos	251	283	13%
CNEL-Santa Elena	107	116	8%
E.E Ambato	183	195	7%
E.E Norte	147	156	6%
E.E.Guayaquil	1010	1050	4%
E.E Sur	107	110	3%
E.E Galápagos	14	14	0%
CNEL-Los Ríos	65	65	0%
CNEL-Santo Domingo	107	107	0%
E.E Centro Sur	333	261	-22%
<b>TOTAL</b>	<b>4334</b>	<b>5026</b>	<b>16%</b>

**Fuente:** CONELECElaboración: Javier Jurado

### Líneas de transmisión y subtransmisión:

A nivel nacional, las distribuidoras registraron una infraestructura eléctrica de 4.558 km en líneas de transmisión y subtransmisión; el nivel de operación predominante fue el de 69kV en 3893,72 km, que representa el 85% del total de líneas.

Cómo se puede observar en la tabla N°24, la infraestructura eléctrica en líneas de transmisión y subtransmisión registró un ligero incremento del 6% en el 2010 y las empresas que incrementaron su infraestructura eléctrica fueron: Galápagos, que antes sólo tenía una línea de transmisión y en el 2010 se instaló 12 líneas; Sucumbíos y Bolívar que incrementó el 41% de su infraestructura.

Empresa eléctrica Norte fue la empresa que más disminuyó su infraestructura eléctrica (11%) seguida por Ambato que disminuyó un 5%. Manabí es la empresa con mayor longitud de líneas de transmisión y subtransmisión (772 km)

**Tabla N°24:**  
**Líneas de transmisión y subtransmisión (km)**

<b>Empresas distribuidoras</b>	<b>2006</b>	<b>2010</b>	<b>Tasa de crecimiento</b>
E.E Galápagos	1	12	1100%
CNEL-Sucumbíos	94	133	41%
CNEL-Bolívar	79	109	38%
CNEL-EI Oro	209	259	24%
E.E.Guayaquil	185	229	24%
CNEL-Esmeraldas	236	286	21%
E.E Riobamba	132	155	17%
CNEL-Manabí	714	772	8%
CNEL-Guayas-Los Ríos	375	380	1%
E.E Sur	553	554	0%
E.E Azogues	27	27	0%
E.E Centro Sur	274	274	0%
E.E Cotopaxi	116	116	0%
CNEL-Los Ríos	98	98	0%
CNEL-Milagro	231	231	0%
E.E Quito	268	268	0%
CNEL-Santa Elena	184	184	0%
CNEL-Santo Domingo	160	160	0%
E.E Ambato	125	119	-5%
E.E Norte	272	243	-11%
<b>TOTAL</b>	<b>4333</b>	<b>4609</b>	<b>6%</b>

**Fuente:** CONELEC

**Elaboración:** Javier Jurado

### Redes de medio voltaje:

La distribución de energía para el área comercial y residencial se realiza mediante las redes de medio y bajo voltaje. Sin embargo, las redes de medio voltaje representan el 99% de las redes del sistema, mientras las de bajo voltaje tan sólo 1%. A nivel nacional, las distribuidoras registraron 66.629 km en redes de medio voltaje.

Cómo se puede observar en la tabla N°25, la infraestructura eléctrica en redes de medio voltaje aumentó 19% en el 2010 y las empresas que incrementaron considerablemente sus redes de distribución fueron: Bolívar, Sucumbíos y Esmeraldas

La empresa eléctrica Guayas-Los Ríos disminuyó el 10% de sus redes de distribución, seguida por Santa Elena y Los Ríos que disminuyeron un 4%. Manabí (8.389 km) y Centro Sur (7.392 km) son las empresas con mayor longitud de redes de distribución de energía de medio voltaje.

**Tabla N° 25:**  
**Redes de medio voltaje (km)**

<b>Empresas distribuidoras</b>	<b>2006</b>	<b>2010</b>	<b>Tasa de crecimiento</b>
CNEL-Bolívar	143	745	421%
CNEL-Sucumbíos	575	2565	346%
CNEL-Esmeraldas	689	2307	235%
CNEL-Santo Domingo	2893	4216	46%
E.E Ambato	3296	4138	26%
E.E Centro Sur	6200	7392	19%
E.E Sur	5655	6644	17%
E.E Quito	6250	7113	14%
CNEL-Manabí	7606	8389	10%
E.E Azogues	569	627	10%
E.E Norte	4437	4846	9%
E.E Cotopaxi	2545	2733	7%
E.E. Guayaquil	1065	1142	7%
E.E Riobamba	3044	3180	4%
CNEL-EI Oro	3359	3455	3%
E.E Galápagos	171	174	2%
CNEL-Milagro	2126	2123	0%
CNEL-Los Ríos	1651	1595	-3%
CNEL-Santa Elena	1480	1425	-4%
CNEL-Guayas-Los Ríos	2028	1820	-10%
<b>TOTAL</b>	<b>55.782</b>	<b>66.629</b>	<b>19%</b>

**Fuente:** CONELEC

**Elaboración:** Javier Jurado

## Transformadores de energía

Existen dos tipos de transformadores de energía: monofásicos y trifásicos, sin duda los trifásicos son los equipos más modernos y con mayor tecnología que los monofásicos porque tiene mayor capacidad de transformación de energía. Los países desarrollados cuentan únicamente con estos equipos en su infraestructura eléctrica, desplazando totalmente los monofásicos. Sin embargo, la infraestructura eléctrica del Ecuador está conformada en su gran mayoría por transformadores monofásicos.

A nivel nacional en el 2010 se registró 205.360 transformadores de energía, el 86% de estos equipos son monofásicos y el 14% trifásicos. Como se puede observar en la tabla N°26, la empresa eléctrica Quito es la más moderna porque el 41% de sus equipos son trifásicos, seguido por Galápagos (20%), Centro Sur (19%) y Ambato (16%); mientras las demás empresas, tienen un número mínimo de transformadores trifásicos.

**Tabla N° 26:**  
**Transformadores de distribución (%)**

Transformadores de distribución	Monofásicos	Trifásico
E.E Quito	59	41
E.E Galápagos	80	20
E.E Centro Sur	81	19
E.E Ambato	84	16
E.E Norte	85	15
CNEL-EI Oro	86	14
TOTAL	86	14
E.E Cotopaxi	87	13
CNEL-Esmeraldas	88	12
E.E Azogues	89	11
CNEL-Bolívar	89	11
CNEL-Sucumbíos	89	11
CNEL-Guayas-Los Ríos	93	7
E.E Riobamba	94	6
CNEL-Los Ríos	94	6
CNEL-Santo Domingo	95	5
CNEL-Milagro	96	4
E.E Guayaquil	96	4
E.E Sur	97	3
CNEL-Santa Elena	97	3
CNEL-Manabí	98	2

**Fuente:** CONELEC

**Elaboración:** Javier Jurado

## Medidores de energía

En el 2010 el sistema de distribución registró un total de 3'291.351 medidores, cómo se puede observar en la tabla N°27, el número de medidores aumentaron tan sólo un 2% en el 2010 con respecto al 2006 y las empresas que incrementaron considerablemente (más del 40%) el número de medidores fueron: Sucumbíos, Santo Domingo, Esmeraldas y Guayas-Los Ríos.

Quito disminuyó un 52% su número de medidores de energía, seguida por Norte y Sur que disminuyeron un 17% y 13% respectivamente. Quito (418.078 medidores) y Guayaquil (498.061 medidores) son las empresas con mayor número de medidores de energía.

**Tabla N° 27:**  
**Medidores de energía**

<b>Empresas distribuidoras</b>	<b>2006</b>	<b>2010</b>	<b>Tasa de crecimiento</b>
CNEL-Sucumbíos	10.300	61.318	495%
CNEL-Santo Domingo	73.790	143.683	95%
CNEL-Esmeraldas	59.289	92.386	56%
CNEL-Guayas-Los Ríos	166.303	235.462	42%
CNEL-Santa Elena	79.007	101.851	29%
E.E.Guayaquil	403.000	498.061	24%
CNEL-Manabí	201.471	247.519	23%
E.E Ambato	175.223	211.144	21%
CNEL-Milagro	106.343	126.088	19%
CNEL-EI Oro	157.546	186.158	18%
E.E Azogues	26.115	30.797	18%
CNEL-Los Ríos	76.240	88.245	16%
CNEL-Bolívar	45.166	52.044	15%
E.E Centro Sur	262.513	299.507	14%
E.E Cotopaxi	88.950	101.346	14%
E.E Galápagos	6.431	6.777	5%
E.E Riobamba	134.982	140.604	4%
E.E Sur	128.385	111.058	-13%
E.E Norte	166.230	137.215	-17%
E.E Quito	864.419	418.078	-52%
<b>TOTAL</b>	<b>3'233.709</b>	<b>3'291.351</b>	<b>2%</b>

**Fuente:** CONELEC

**Elaboración:** Javier Jurado

## Recursos humanos

En el 2010 las empresas distribuidoras estaban conformados de 10.321 trabajadores, cómo se puede observar en la tabla N°28, el número de trabajadores aumentaron un 18% en el 2010 con respecto al 2006 y las empresas que aumentaron su personal administrativo fueron: Manabí, Norte y Guayas-Los Ríos.

Los Ríos disminuyó el 12% de su personal, seguida por Ambato y Esmeraldas que disminuyeron 2%. Quito y Guayaquil son las empresas con mayor número de trabajadores.

**Tabla N° 28:**  
**Número de trabajadores**

<b>Empresas distribuidoras</b>	<b>2006</b>	<b>2010</b>	<b>Tasa de crecimiento</b>
CNEL-Manabí	458	842	84%
E.E Norte	392	593	51%
CNEL-Guayas-Los Ríos	554	814	47%
CNEL-Bolívar	164	213	30%
E.E Galápagos	55	70	27%
CNEL-EI Oro	460	574	25%
CNEL-Sucumbíos	228	277	21%
E.E Riobamba	350	415	19%
CNEL-Santo Domingo	245	290	18%
E.E Azogues	112	132	18%
E.E Cotopaxi	291	339	16%
E.E Centro Sur	480	546	14%
CNEL-Santa Elena	298	327	10%
E.E.Guayaquil	1516	1662	10%
E.E Quito	1484	1572	6%
E.E Sur	472	494	5%
CNEL-Milagro	288	288	0%
CNEL-Esmeraldas	311	306	-2%
E.E Ambato	303	298	-2%
CNEL-Los Ríos	304	269	-12%
<b>TOTAL</b>	<b>8765</b>	<b>10321</b>	<b>18%</b>

**Fuente:** CONELEC

**Elaboración:** Javier Jurado

### 5.1.5 Resultados del índice de eficiencia de las empresas distribuidoras (2006-2010)

Los resultados obtenidos con esta metodología de índices de desempeño para cada una de las 20 empresas distribuidoras que existen en el país fueron las siguientes:

#### Recaudación

El índice de eficiencia en niveles de recaudación en las empresas distribuidoras de energía en el 2010 fue del 87%, incrementó así su desempeño en la capacidad de recaudación un 10% porque en el 2006 el nivel de eficiencia en recaudación fue del 79%. Como se muestra en la tabla N° 29, Quito, Guayaquil, Santo Domingo y Sur aumentaron su nivel de eficiencia en recaudación al 100%.

**Tabla N° 29:**  
**Índices de eficiencia en recaudación (%)**

Índice de eficiencia	2006	2010
CNEL-Sucumbíos	8	72
CNEL-Manabí	0	45
E.E. Sur	53	99
CNEL-Santo Domingo	61	100
CNEL- El Oro	78	90
CNEL-Milagro	65	71
E.E Guayaquil	92	100
E.E. Quito	94	100
E.E. Riobamba	94	99
E.E. Norte	96	99
E.E. Ambato	93	94
E.E. Galápagos	93	94
CNEL-Esmeraldas	5	3
CNEL-Santa Elena	90	89
CNEL-Guayas Los Ríos	94	92
E.E. Cotopaxi	100	90
E.E. Centro Sur	100	89
E.E. Azogues	90	78
CNEL-Bolívar	61	42
CNEL-Los Ríos	47	0
<b>TOTAL</b>	<b>79</b>	<b>87</b>

**Fuente:** Cálculo del índice de eficiencia **Elaboración:** Javier Jurado

## Pérdidas en el sistema de distribución de energía

El índice de eficiencia en las pérdidas en el sistema de distribución de energía en el 2010 es del 62%, mientras en el 2006 fue del 49%, incrementó un 26% su desempeño considerablemente en el manejo de las pérdidas eléctricas. Como se puede observar en la tabla N°30, la mayoría de las empresas distribuidoras han mejorado o han mantenido su nivel de eficiencia en control de pérdidas de energía en el sistema de distribución, excepto Los Ríos que bajó su nivel de eficiencia a 17%.

**Tabla N° 30:**  
**Índices de eficiencia en pérdidas eléctricas**

Índice de eficiencia	2006	2010
CNEL-Sucumbíos	19	40
CNEL-Manabí	0	0
E.E. Sur	78	73
CNEL-Santo Domingo	65	80
CNEL- El Oro	35	53
CNEL-Milagro	0	33
E.E Guayaquil	41	60
E.E. Quito	84	90
E.E. Riobamba	59	73
E.E. Norte	76	80
E.E. Ambato	76	87
E.E. Galápagos	86	87
CNEL-Esmeraldas	27	23
CNEL-Sta. Elena	43	63
CNEL-Guayas Los Ríos	11	40
E.E. Cotopaxi	81	90
E.E. Centro Sur	89	93
E.E. Azogues	100	100
CNEL-Bolívar	59	60
CNEL-Los Ríos	32	17
<b>TOTAL</b>	<b>49</b>	<b>62</b>

**Fuente:** Cálculo del índice de eficiencia

**Elaboración:** Javier Jurado



## Cobertura del servicio

El índice de eficiencia en la cobertura del servicio eléctrico en el 2010 es del 66%, disminuyó un 10% su desempeño en la cobertura del servicio eléctrico porque en el 2006 su eficiencia en cubrir el servicio eléctrico a la población fue del 79%. Como se puede observar en la tabla N° 31, disminuyó el nivel de eficiencia de cobertura de energía por la disminución del nivel de eficiencia al 63% en Guayaquil, cabe destacar que es la empresa de mayor demanda de energía con respecto a otras empresas distribuidoras. Riobamba, que tiene una demanda considerable de energía, disminuyó al 56% su nivel de eficiencia en cobertura del servicio eléctrico.

**Tabla N° 31:**  
**Índices de eficiencia en cobertura del servicio eléctrico (%)**

Índice de eficiencia	2006	2010
CNEL-Sucumbíos	0	0
CNEL-Manabí	51	44
E.E. Sur	56	63
CNEL-Santo Domingo	46	63
CNEL- El Oro	91	88
CNEL-Milagro	47	63
E.E Guayaquil	91	63
E.E. Quito	92	100
E.E. Riobamba	87	56
E.E. Norte	88	88
E.E. Ambato	69	69
E.E. Galápagos	100	100
CNEL-Esmeraldas	43	19
CNEL-Santa Elena	58	31
CNEL-Guayas Los Ríos	21	44
E.E. Cotopaxi	87	50
E.E. Centro Sur	70	69
E.E. Azogues	52	75
CNEL-Bolívar	62	31
CNEL-Los Ríos	20	31
<b>TOTAL</b>	<b>73</b>	<b>66</b>

**Fuente:** Cálculo del índice de eficiencia

**Elaboración:** Javier Jurado

## Calidad del servicio

El índice de eficiencia en la calidad del servicio eléctrico brindada a sus clientes finales en el 2010 es del 86%, mientras en el 2006 fue del 96%, disminuyó un 10% su eficiencia en la calidad del servicio eléctrico. Los resultados por empresa distribuidora se muestra en la tabla N° 32 y se puede observar que casi todas las empresas disminuyeron significativamente su nivel de eficiencia en brindar un servicio de calidad a sus clientes, excepto Quito y Guayaquil que mantienen niveles óptimos de calidad del servicio eléctrico.

**Tabla N° 32:**  
**Índices de eficiencia en calidad del servicio eléctrico (%)**

<b>Índice de eficiencia</b>	<b>2006</b>	<b>2010</b>
CNEL-Sucumbíos	0	0
CNEL-Manabí	93	54
E.E. Sur	98	92
CNEL-Santo Domingo	98	55
CNEL- El Oro	94	81
CNEL-Milagro	89	52
E.E Guayaquil	100	97
E.E. Quito	99	100
E.E. Riobamba	99	91
E.E. Norte	98	77
E.E. Ambato	99	93
E.E. Galápagos	97	75
CNEL-Esmeraldas	92	85
CNEL-Santa Elena	89	85
CNEL-Guayas Los Ríos	93	83
E.E. Cotopaxi	100	98
E.E. Centro Sur	96	93
E.E. Azogues	98	87
CNEL-Bolívar	100	78
CNEL-Los Ríos	87	48
<b>TOTAL</b>	<b>96</b>	<b>86</b>

**Fuente:** Cálculo del índice de desempeño

**Elaboración:** Javier Jurado

## Precios medios de energía a clientes finales

El índice de eficiencia en los precios medios a clientes finales de energía que se refleja cuanto le cuesta a la empresa distribuidora suministrar el servicio, registro en el 2010 una eficiencia del 49% en manejo de costos, mientras en el 2006 fue del 37%, incrementando su nivel de eficiencia en costos un 33%. Los resultados por empresa distribuidora se muestra en la tabla N° 33 y se observa que casi todas las empresas aumentaron su eficiencia en el manejo de costos que es reflejado en los precios medios de energía cobrados a los clientes finales, excepto las empresas distribuidoras Los Ríos y Bolívar.

**Tabla N° 33:**  
**Índices de eficiencia en precios medios de energía a clientes finales (%)**

Índice de eficiencia	2006	2010
CNEL-Sucumbíos	32	52
CNEL-Manabí	65	100
E.E. Sur	0	31
CNEL-Sto. Domingo	72	76
CNEL- El Oro	72	75
CNEL-Milagro	90	100
Eléctrica de Guayaquil	95	100
E.E. Quito	100	100
E.E. Riobamba	73	68
E.E. Norte	66	72
E.E. Ambato	58	54
E.E. Galápagos	74	54
CNEL-Esmeraldas	76	76
CNEL-Sta. Elena	76	78
CNEL-Guayas Los Ríos	93	93
E.E. Cotopaxi	80	100
E.E. Centro Sur	81	80
E.E. Azogues	92	100
CNEL-Bolívar	25	0
CNEL-Los Ríos	73	56
<b>TOTAL</b>	<b>85</b>	<b>90</b>

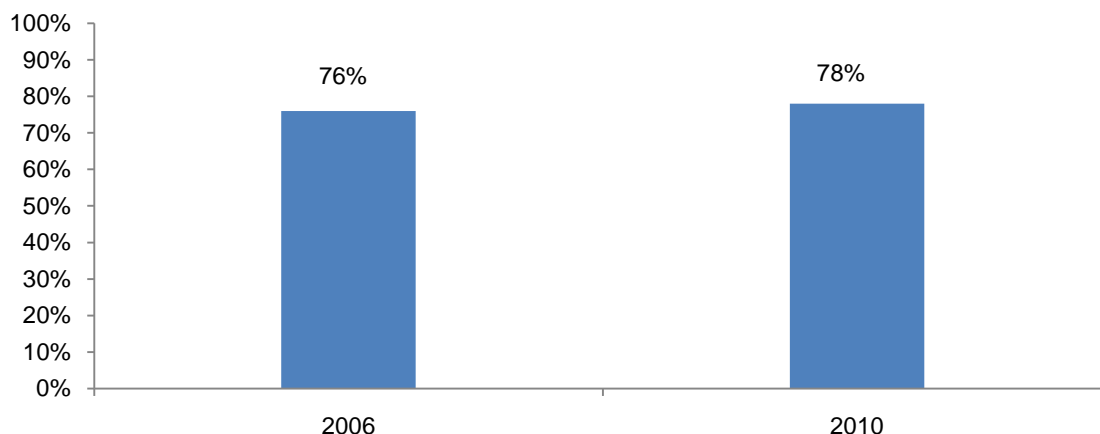
**Fuente:** Cálculo del índice de eficiencia

**Elaboración:** Javier Jurado

## Índice general de eficiencia del sistema de distribución de energía

Como se puede observar en el gráfico N°34, el índice de eficiencia en general del sistema de distribución en el 2010 fue del 78% y aumentó un 2% la eficiencia de la distribución de energía con respecto al 2006. Por tanto, el impacto real del Mandato 15 en el desempeño de las empresas distribuidoras fue del 2%, que se relaciona directamente con el aumento del desempeño de las 10 empresas distribuidoras manejadas por CNEL.

**Gráfico N 34:**  
**Índice general de eficiencia en el sistema de distribución de energía**

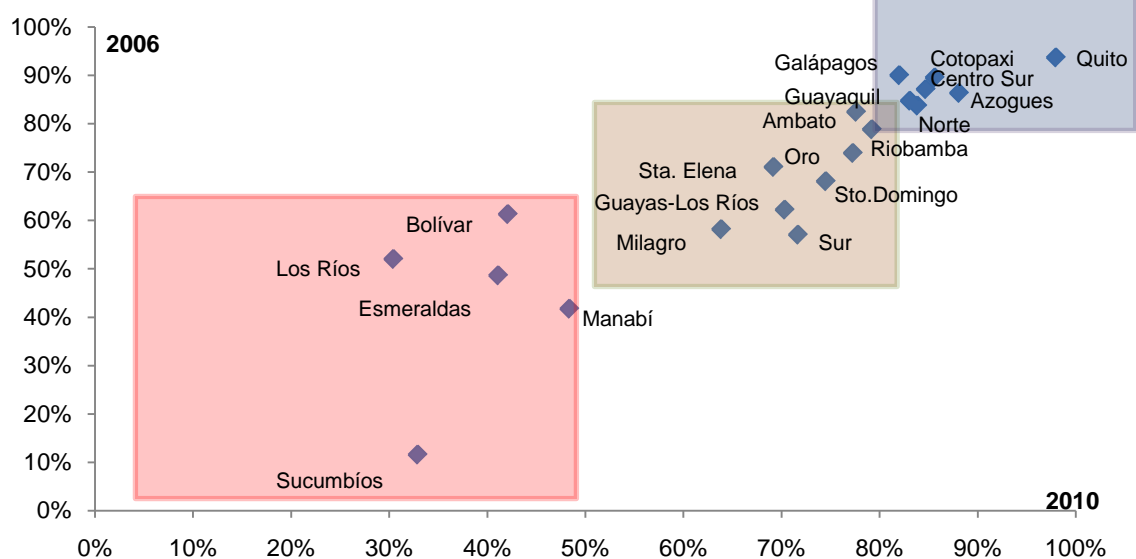


**Fuente:** Cálculo del índice de eficiencia

**Elaboración:** Javier Jurado

## Matriz de Desempeño de las empresas distribuidoras

**Gráfico N 35**  
**Matriz de desempeño de las empresas distribuidoras de energía (2006-2010)**



**Fuente:** Cálculo del índice de eficiencia

**Elaboración:** Javier Jurado

Cómo se puede observar en el gráfico N°35, la matriz de desempeño de las empresas distribuidoras de energía demuestra el ranking de eficiencia de las 20 empresas distribuidoras de energía. La empresa eléctrica Quito es la más eficiente y Sucumbíos la más ineficiente. No obstante, se puede destacar tres grandes grupos de empresas distribuidoras de energía:

- Las empresas distribuidoras eficientes: Quito, Azogues, Centro Sur, Guayaquil, Cotopaxi y Galápagos.
- Las empresas distribuidoras potenciales: Ambato, Riobamba, Oro, Santo Domingo, Sur, Guayas-Los Ríos y Santa Elena.
- Las empresas distribuidoras ineficientes: Sucumbíos, Manabí, Esmeraldas, Los Ríos, Milagro y Bolívar

### **Empresas distribuidoras eficientes**

Las empresas distribuidoras eficientes se destacan principalmente por los siguientes aspectos:

- Niveles de eficiencia mayor al 80%
- Niveles de recaudación mayor al 97% de la energía total facturada.
- Sus pérdidas de energía representan menos del 9% del total de energía disponible en el sistema de distribución.
- Cubren más del 93% de las viviendas que existen en el país
- Precios medios de energía bajos entre 7 y 8 centavos por KWh, excepto Ambato y Galápagos que registran precios mayores a 8 centavos por KWh.
- El tiempo total de interrupciones por KVA nominal instalado es menor a 15 horas

### **Empresas distribuidoras potenciales**

Las empresas distribuidoras potenciales son las que no son consideradas ineficientes, pero tienen un gran potencial para convertirse en eficientes, en la que se destaca por los siguientes aspectos:

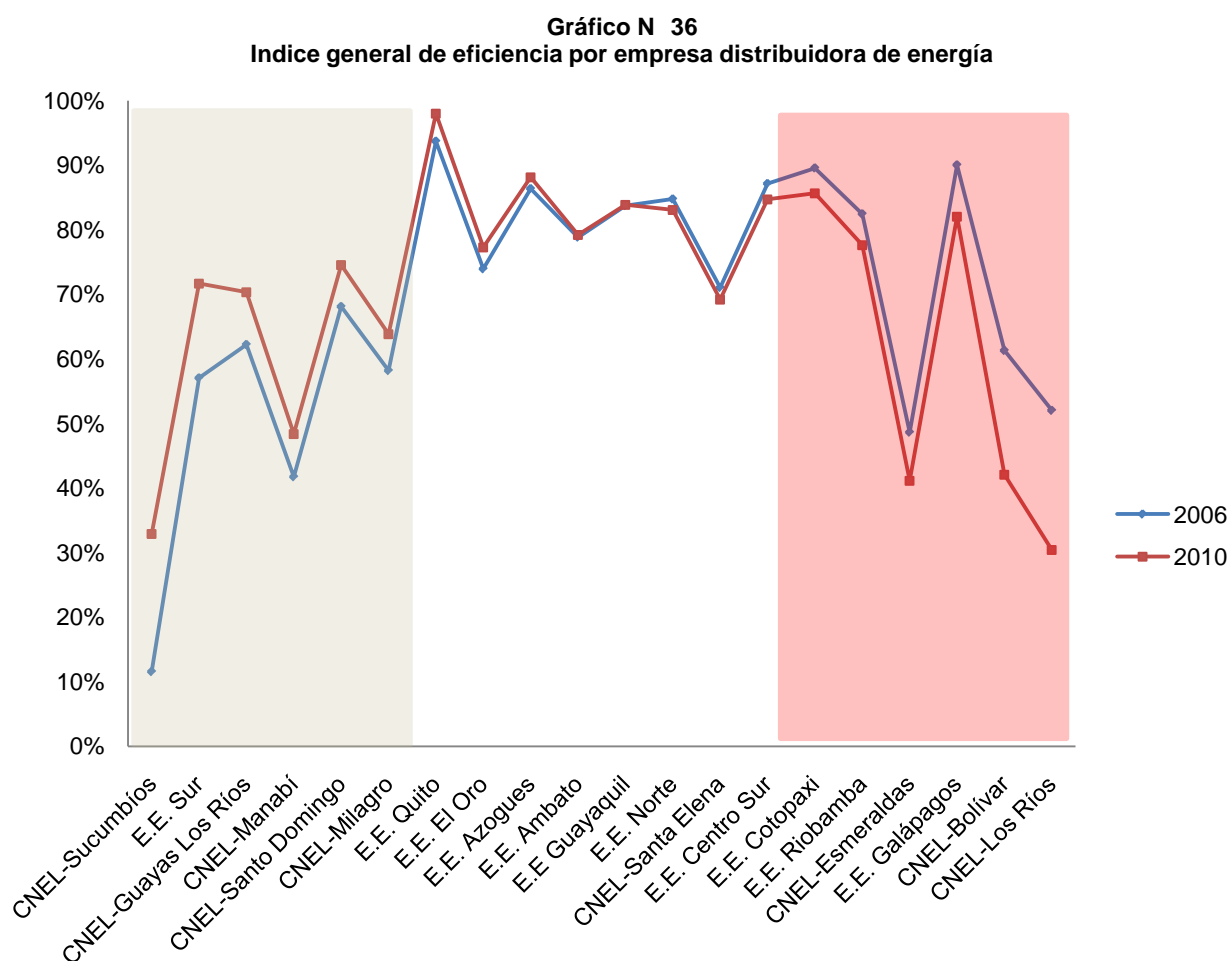
- Niveles de eficiencia entre el 50% y 80%
- Niveles de recaudación mayores al 96% de la energía total facturada.
- Sus pérdidas de energía representan entre el 10% al 20% del total de energía disponible en el sistema de distribución.
- Cubren entre el 90% y 93% de las viviendas que existen en el país
- Precios medios de energía mayores a 8 centavos por KWh
- El tiempo total de interrupciones por KVA nominal instalado entre 20 a 30 horas, excepto Sto. Domingo, Sur, Ambato y Riobamba que no se encuentran bajo este rango de tiempo total de interrupción.

## Empresas distribuidoras ineficientes

Las empresas distribuidoras eficientes se destacan principalmente por los siguientes aspectos:

- Niveles de eficiencia menor al 60%
- Niveles de recaudación menor al 90% de la energía total facturada.
- Sus pérdidas de energía representan más del 20% del total de energía disponible en el sistema de distribución.
- Cubren menos del 90% de las viviendas que existen en el país
- Precios medios de energía altos de aproximadamente 9 centavos por KWh, excepto Manabí y Milagro que registran precios medios de energía de aproximadamente 7 centavos por KWh.
- El tiempo total de interrupciones por KVA nominal instalado es mayor a 30 horas

## Comparativo del índice general de eficiencia de las empresas distribuidoras de energía (2006-2010)



**Fuente:** Cálculo del índice de eficiencia

**Elaboración:** Javier Jurado

## **Impacto positivo del Mandato 15**

Como se puede observar en el grafico N°36, las empresa distribuidora de energía que sufrieron una evolución positiva en el periodo analizado (2006-2010) son: Sucumbíos y Sur tuvieron una evolución de más del 15% en niveles de eficiencia, mientras Guayas Los Ríos, Manabí, Milagro y Quito tuvieron una evolución menor del 6%.

Esto se debe que las empresas distribuidoras de energía Sucumbíos y Sur aumentaron su nivel de recaudación de la energía total facturada más del 20%, las otras empresas distribuidoras también aumentaron su capacidad de recaudación pero en menor proporción. Además disminuyeron sus pérdidas de energía aproximadamente un 30%, excepto la empresa Sur que mantuvo constante sus niveles bajas de pérdidas de energía.

La cobertura del servicio eléctrico por parte de las empresas distribuidoras de Sucumbíos y Guayas, incrementaron un 25%, mientras las demás empresas distribuidoras incrementaron 12%; además cabe destacar que Sucumbíos disminuyó su tiempo total de duración de interrupciones por KVA nominal instalado a 152. Los precios medios de energía de la empresa Sur, Sucumbíos y Manabí disminuyeron aproximadamente un 25%, mientras las demás empresas distribuidoras disminuyeron sus precios medios de energía en menor proporción.

## **Impacto negativo del Mandato 15**

Como se puede observar en el grafico N°36, las empresas distribuidoras de energía que tuvieron una evolución negativa en el periodo analizado (2006-2010) son: Los Ríos y Bolívar, tuvieron un decrecimiento del 20% en niveles de eficiencia. Mientras Cotopaxi, Riobamba, Esmeraldas y Galápagos tuvieron un decrecimiento menor del 6%.

Se puede explicar este decrecimiento, porque la empresa distribuidora Los Ríos descendió su nivel de recaudación un 21%, Bolívar descendió un 8% y demás empresas tuvieron decrecimientos mínimos del 5%.

Las tasas de reducción de pérdidas de energía en el sistema de distribución por parte de estas empresas fueron menores al 15%, excepto Los Ríos que no redujo nada sus pérdidas. Además redujeron sus precios medios de energía muy poco en comparación a otras empresas distribuidoras.

Los Ríos aumentó un 22% su cobertura del servicio eléctrico dentro de su área de concesión; no obstante las demás empresas distribuidoras disminuyeron por lo menos un 5%, excepto Bolívar y Esmeraldas que aumentaron un 4% su cobertura. Cabe destacar que Los Ríos, Bolívar y Galápagos, aumentaron significativamente su tiempo total de duración de interrupción por KVA nominal instalado a más de 30, mientras las otras empresas distribuidoras de energía aumentaron su tiempo total de interrupción por KVA nominal instalado, pero en menor proporción.

Por último, las empresas distribuidoras de energía que mantuvieron constantes sus niveles de eficiencia dentro del periodo analizado (2006-2010) son: El Oro, Azogues, Ambato, Guayaquil, Norte, Santa Elena y Centro Sur.

## ***Conclusiones***

El sector eléctrico es una prioridad fundamental para el desarrollo de los países latinoamericanos, por lo que se puede considerar como un bien público, es decir que no se puede excluir del servicio a ninguna persona; sin embargo, se debe tomar en cuenta que en los bienes públicos no es viable racionar su uso y valoración en el mercado, provocando problemas de congestión o saturación del servicio eléctrico. El manejo del Estado sobre los bienes públicos, se justifica por el conflicto de intereses que tiene el sector privado, que sobrepone el interés individual sobre el colectivo. Además el sector público tiene una mayor representatividad de la población, mientras que el privado se reduce a únicamente accionistas y dueños de la empresa. El riesgo de administrar bienes públicos por parte del Estado, son los déficits que se crean por el bajo desempeño de las empresas del sector y la necesidad de subsidiar precios bajos para que toda la población acceda a dicho servicio y cumpla con la propiedad de no excluyente.

En efecto, el Estado es el ente ideal para proveer el servicio; sin embargo provoca una disyuntiva entre igualdad y eficiencia, debido que puede sacrificar eficiencia para obtener igualdad o busca mayor eficiencia que provocaría desigualdades. Sin duda, el papel del Estado, tras la aplicación del Mandato 15, busca una mayor igualdad, basados en el principio rawlsiano que sostiene que el bienestar de la sociedad está mejor si se aumenta el bienestar de las personas en peores condiciones, siendo la mayoría de la población.

No obstante, el Estado tiene la obligación de dar un servicio de buena calidad a precios razonables; y establecer sistemas de control y sanción para evitar irregularidades del sector eléctrico. Existe una estrecha relación entre las políticas fiscales y tarifarias, debido que el Estado lo que no puede recaudar por impuestos lo cobra a través de tarifas; y a su vez, las probabilidades de conseguir préstamos dependen del desempeño financiero del sector para poder pagarlos, los recursos del gobierno central y la recaudación total de tarifas.

Tras la reforma al sector eléctrico mediante el Mandato 15, el mercado eléctrico se rige bajo la perspectiva de un modelo estatista, donde el estado retoma el control de todos los agentes del sector (generación-transmisión-distribución), creando corporaciones estatales para el manejo administrativo de las empresas distribuidoras de energía, comenzando por las empresas más ineficientes, que en su mayoría son de la región Costa.

También se cambia el esquema del mercado eléctrico, eliminando el esquema de mercado mayorista y crea un modelo de comprador único para tener un mayor control en las transacciones totales de energía que se realiza entre los agentes del sector eléctrico, estableciendo un único precio de compra y venta de energía, eliminando la incertidumbre que se crea por la variación de precios que se producía en el mercado mayorista.

Tras dos años y medio de vigencia del Mandato 15, no ha impactado significativamente a la eficiencia de gestión de las empresas distribuidoras de energía eléctrica porque tan sólo ha mejorado su desempeño un 3%. Las empresas distribuidoras más eficientes en el 2010 fueron: Quito, Azogues, Centro Sur, Guayaquil, Cotopaxi, Galápagos, Ambato y Riobamba; y las empresas distribuidoras ineficientes fueron: Sucumbíos, Manabí, Esmeraldas, Los Ríos, Milagro y Bolívar. Cabe destacar que existen empresas distribuidoras que tienen



potencial para ser consideradas empresas eléctricas eficientes, las cuales son: Oro, Sto. Domingo, Sur, Guayas-Los Ríos y Sta. Elena.

En el periodo analizado (2006-2010) se mejoró notablemente la eficiencia la gestión en recaudación de energía total facturada un 8% y pérdidas eléctricas un 12%. Sin embargo, disminuyó la calidad del servicio eléctrico en los últimos 5 años, debido al aumento del tiempo total de interrupciones del servicio, afectando significativamente al desempeño de las empresas distribuidoras.

Las tarifas eléctricas son un componente muy importante en la viabilidad del sector eléctrico porque no pueden ser tan altas, para que los consumidores puedan acceder al servicio eléctrico, ni tan bajas para no afectar a la gestión de las empresas distribuidoras de energía eléctrica. El Mandato 15 trata dos aspectos específicos en la gestión de las tarifas eléctricas que son: la metodología para la determinación de las tarifas eléctricas y la imposición de la tarifa única nacional a todas las empresas distribuidoras para el cobro del servicio eléctrico.

La metodología para el cálculo de las tarifas eléctricas no considera los costos marginales, que se tomaba como referencia a la empresa distribuidora con mayor costo; además tampoco se consideran los costos de reposición o inversión que son asumidos totalmente por el Estado. Por tanto, bajo esta metodología se establecen costos más reales para cada empresa distribuidora y también reduce los costos bajos al no considerar costos de reposición o inversión.

Por otro lado, la imposición de una tarifa única nacional facilita a toda la población acceder al servicio eléctrico, pero esta medida tiene un alto costo que afecta a las finanzas del Estado y de las empresas distribuidoras. De las 20 empresas distribuidoras que existen en el país, tan solo Quito y Guayaquil, tienen precios inferiores a la tarifa única nacional; por tanto, el precio final cobrado a los clientes finales de las demás empresas no reflejan totalmente sus costos. Por tanto, tras la aplicación del Mandato 15, se subsidia este déficit tarifario entre el precio y el costo de energía, que sumado al subsidio de combustibles para la generación de energía, crecimiento de la demanda de energía y las inversiones que son asumidos directamente por el Ministerio de Finanzas, es un alto costo que incurre el Estado para el desarrollo del sector eléctrico.

Sin embargo, el Estado al retomar el control del sector eléctrico no ha logrado aumentar significativamente el desempeño de las empresas distribuidoras en el tiempo de dos años y medio que se encuentra vigente el Mandato 15, esto se debe en gran parte por la baja calidad del servicio eléctrico ofrecido a la población y la evolución del déficit tarifario, que disminuye recursos y esfuerzos para la planificación de nuevos proyectos de expansión y mejoramiento del servicio eléctrico, que ayuden a disminuir costos y mejorar el desempeño de las empresas distribuidoras.

## ***Recomendaciones***

Para el cumplimiento de los objetivos planteados en el Mandato 15 se debe estructurar un marco legal más específico con mecanismos, procesos y regulación necesaria para la formación de empresas más proactivas, eficientes y competitivas, para este fin es necesario una auditoria permanente de las acciones tomadas de las empresas distribuidoras de energía para cumplir los objetivos establecidos año tras año con una planificación previa.

Por tanto, el CONELEC como institución reguladora y supervisora del sector eléctrico, debe desarrollar estos mecanismos y procesos para la consecución de los objetivos planteados en el Mandato 15; y que imponga multas y sanciones a las empresas distribuidoras que no cumplan con estos objetivos.

Para cumplir con el principal objetivo del Mandato 15, de proveer de servicio eléctrico a la totalidad de la población, es importante expandir dicho servicio a sectores rurales y alejados del país, además de instalar redes y sistemas independientes de energía renovable como pequeñas centrales hidroeléctricas que abastezcan de energía eléctrica en estos sitios alejados.

Como se pudo observar en esta investigación, el principal problema del sector eléctrico en los últimos cinco años, es el decrecimiento de la calidad del servicio eléctrico medido por el tiempo total de interrupciones, que impacta considerablemente al desempeño general de las empresas distribuidoras de energía. Por tanto, es necesario fortalecer líneas y redes de transmisión de energía con mayor capacidad de transformación, y modernizar sus equipos a trifásicos como la empresa eléctrica Quito, para evitar desfases e interrupciones de energía; además de evitar daños materiales que perjudican a la población.

Para disminuir las altas pérdidas eléctricas de las empresas distribuidoras ineficientes es necesario mejorar su infraestructura eléctrica en las subestaciones de transmisión de energía, líneas de transmisión, transformadores y medidores de energía que se encuentran en mal estado y con baja capacidad. Para mejorar el nivel de recaudación de las empresas es necesario establecer un marco jurídico más rígido para evitar robos e impago de energía, además de medir correctamente la energía total utilizada por los clientes finales. Estas medidas reducirían significativamente los costos de estas empresas distribuidoras que son muy altos en relación a otras empresas distribuidoras y mejorarían el desempeño de estas empresas y del sector en general.

La tarifa eléctrica juega un rol trascendental en el sector eléctrico porque debe reconocer los costos del servicio eléctrico en cada etapa (generación-distribución-transmisión), que resulta ser fundamental para el mantenimiento y supervivencia del sector. Por tanto, el manejo de las tarifas eléctricas deben ser más transparentes y que reflejen con mayor exactitud los costos que incurren las empresas distribuidoras al suministrar energía, para no incurrir en elevados subsidios, generar un costoso déficit tarifario y evitar desequilibrios en la gestión financiera del Estado y de las empresas del sector eléctrico.

La tarifa única nacional debe ser establecida bajo un parámetro más técnico que político, y debe tomar en cuenta que cada empresa distribuidora tienen diferentes costos de

energía por diferentes factores, como: la estructura de la demanda de energía, las características de la área concesionada para suministrar el servicio, la infraestructura eléctrica y las pérdidas de energía que tiene cada empresa.

El principal problema para la implementación un sistema de tarificación de energía adecuado son los grandes niveles de pobreza que existe en nuestro país, siendo muy importante que los precios de energía sean bajos y accesibles a toda la población. Sin embargo, para ser más equitativo, el Estado incurre en subsidios cuando el precio se convierte muy alto e inaccesible para la población.

Es muy importante implementar un sistema de tarificación de energía mediante subsidios cruzados entre los diferentes clientes finales de energía. En este caso, las empresas distribuidoras establecen su tarifa general (que cubre los costos totales) pero no cobra el mismo monto a todos los clientes; es decir, algunos pagan más que el costo real, para permitir que otros paguen menos y no hay necesidad de que el Estado cubra el 100% del costo de este subsidio.

Finalmente, es muy importante recordar que tras el fracaso del modelo liberal en el sector eléctrico del país, especialmente por la falta de inversión y compromiso del sector privado, se retoma el modelo estatista que funcionó en la época de INECEL, tomando un papel protagónico el Estado para el desarrollo del sector eléctrico.

Sin embargo, es necesario establecer una mayor regulación en el sector, todas estas empresas distribuidoras deben rendir cuentas a un organismo rector del sector eléctrico, sin importar que sean manejados por el Estado, estableciendo sanciones y medidas a las empresas ineficientes que no cumplan con los objetivos impuestos años tras año por este organismo.

Es muy importante para el sector eléctrico ecuatoriano, que el Estado junto con el CONELEC planifique nuevos proyectos en todas las etapas del sector (generación-transmisión-distribución) que ayuden a mejorar significativamente el desempeño del sector eléctrico en general y lograr una sustentabilidad del servicio eléctrico a lo largo del tiempo.

## ***Referencia Bibliográfica***

- Almeida, Nicole (2009) **Análisis y evaluación de impacto del mandato constitucional eléctrico en la estructura del sector eléctrico ecuatoriano** (Disertación de grado), Facultad de Economía de la PUCE, Ecuador.
- Antón, José Ignacio (2009) **Hacienda pública**. Chile: Comisión Nacional de Chile -CNE-
- Blázquez Gómez, María Leticia (2008), **Regulación y eficiencia en el sector eléctrico español 1988- 2004**. España: Universidad Autónoma de Barcelona.
- Cáceres Valderrama, Armando (2002) **Reforma regulatoria en el sector eléctrico: La experiencia de la APEC**. Perú: Grade
- Comisión Nacional de Energía (2006) **La regulación del segmento distribución en Chile**. Chile: Comisión Nacional de Chile  
[http://www.cne.cl/cnewww/export/sites/default/05\\_Public\\_Estudios/descargas/publicaciones/regulacion\\_segmento\\_distribucion.pdf](http://www.cne.cl/cnewww/export/sites/default/05_Public_Estudios/descargas/publicaciones/regulacion_segmento_distribucion.pdf)
- Consejo Nacional de Electricidad -CONELEC- (2011) **Boletín estadístico 2010**.  
<http://www.conelec.gob.ec/documentos.php?cd=3050&l=1->
- Consejo Nacional de Electricidad -CONELEC- **Boletín estadístico 2006-2010**  
<http://www.conelec.gob.ec/documentos.php?cd=3050&l=1->
- Consejo Nacional de Electricidad -CONELEC- (2010) **Estadísticas de cobertura eléctrica**.  
<http://www.conelec.gob.ec/contenido.php?cd=1102&l=1>
- Consejo Nacional de Electricidad -CONELEC- (2010) **Estadística del sector eléctrico ecuatoriano: resumen del periodo 1999- 2009**.  
[http://www.conelec.gob.ec/images/documentos/FOLLETO\\_MULTIANUAL\\_2009.pdf](http://www.conelec.gob.ec/images/documentos/FOLLETO_MULTIANUAL_2009.pdf)
- Consejo Nacional de Electricidad -CONELEC- (2010) **Normativa del sector eléctrico**.  
[http://www.conelec.gob.ec/normativa.php?categ=1&subcateg=13&cd\\_centro=4191](http://www.conelec.gob.ec/normativa.php?categ=1&subcateg=13&cd_centro=4191)
- Consejo Nacional de Electricidad -CONELEC- (2009) **Plan maestro de electrificación 2009-2020**.  
<http://www.conelec.gob.ec/images/documentos/PME0920.pdf>
- Consejo Nacional de Electricidad Chile (2010) **Sector eléctrico chileno**.  
[http://www.cne.cl/cnewww/opencms/08\\_Normativas/Otros\\_Niveles/Electricidad/electr\\_sector\\_electrico.html](http://www.cne.cl/cnewww/opencms/08_Normativas/Otros_Niveles/Electricidad/electr_sector_electrico.html)
- Empresa Eléctrica Socialista Venezolana (2010) **Procesos medulares del sector eléctrico venezolano**.  
<http://www.corpoelec.gob.ve/estructura-nacional>
- Federal Energy Regulatory Commission (2010) **Electric power market**.  
<http://www.ferc.gov/market-oversight/mkt-electric/overview.asp>
- Jiménez Gómez, Roberto (2009) **Políticas para la reforma del sector eléctrico**. Costa Rica: Instituto Costarricense de Electricidad
- Miller, Jaime (2006) **Entre el mercado y El Estado: Tres décadas de reformas en el sector eléctrico en América Latina**. Washington D.C: Banco Interamericano de Desarrollo.

Neira Ramos, Edgar (2008), ***Diagnóstico del sector eléctrico ecuatoriano***. Quito: Escuela Politécnica Nacional.

Pacheco Prado, Lucas (2009) ***Política económica: Un estudio desde la economía política***. (3ra ed.) Quito: CODEU.

Simbaña, Freddy (2010) ***Evaluación del modelo de mercado eléctrico vigente en el Ecuador a partir de 1999 y planteamiento de un nuevo modelo*** (Disertación de grado), Facultad de Ingeniería Eléctrica de la Escuela Politécnica Nacional, Ecuador.

Stiglitz, Joseph (1997) ***La economía del sector público***. Barcelona: Antonio Bosch